

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«Харківський політехнічний інститут»

**РЕАКТОРИ І ПАРОГЕНЕРАТОРИ
ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС:**

**СХЕМИ, ПРОЦЕСИ, МАТЕРІАЛИ,
КОНСТРУКЦІЇ, МОДЕЛІ**

Монографія

За редакцією проф. О. В. Єфімова

Харків

2017

УДК 621.039.5

ББК 31.46

Р31

Авторський колектив:

О. В. Єфімов, М. М. Пилипенко, Т. В. Потаніна,

В. Л. Каверцев, Т. А. Гаркуша

Рецензенти:

Є. М. Письменний, д-р техн. наук, проф., декан теплоенергетичного факультету
Національного технічного університету України «Київський політехнічний інститут»;

Й. С. Мисак, д-р техн. наук, проф., завідувач кафедри теплотехніки, теплових
і атомних електричних станцій Національного університету «Львівська політехніка»;

С. В. Литовченко, д-р техн. наук, доц., завідувач кафедри матеріалів
реакторобудування та фізичних технологій Харківського національного
університету ім. В.І. Каразіна

Друкується за рішенням Вченої ради Національного технічного університету
«Харківський політехнічний інститут» (протокол № 10 від 23.12.2016 р.)

Р31 Реактори і парогенератори енергоблоків АЕС: схеми, процеси,
матеріали, конструкції, моделі / О. В. Єфімов, М. М. Пилипенко,
Т. В. Потаніна та ін. ; за ред. О.В. Єфімова. – Харків : ТОВ «В справі»,
2017. – 420 с.

ISBN 978-617-7305-28-5

У монографії наведено схеми, процеси, матеріали, конструкції, моделі реакторів і парогенераторів енергоблоків АЕС, їх систем та устаткування. Монографія призначена для наукових співробітників та інженерів, що працюють у ядерній галузі енергетики, а також для викладачів, аспірантів і магістрів різних технічних спеціальностей, пов'язаних з цією галуззю знань.

Іл. 83. Табл. 59. Бібліогр.: 270 назв.

УДК 621.039.5

ББК 31.46

ISBN 978-617-7305-28-5

© Авторський колектив, 2017

ЗМІСТ

ПЕРЕДМОВА	8
------------------------	----------

ГЛАВА 1

Класифікація ядерних реакторів і теплові схеми АЕС

з реакторами різних типів	12
1.1. Загальний опис процесів і конструкцій ядерних реакторів АЕС	12
1.2. Класифікація ядерних реакторів АЕС	18
1.2.1. Класифікація реакторів за енергією нейтронів, що викликають поділ ядер	18
1.2.2. Класифікація реакторів за видом сповільнювача	20
1.2.3. Класифікація реакторів за видом і параметрами теплоносія	22
1.2.4. Класифікація реакторів за конструктивним виконанням	23
1.2.5. Класифікація реакторів за схемами компоновки устаткування	23
1.2.6. Класифікація реакторів за призначенням	24
1.3. Принципові теплові схеми виробництва пари на АЕС	24
1.4. Теплові схеми АЕС з реакторами різних типів	29
1.4.1. Схеми АЕС з реакторами, що охолоджуються рідким металом	29
1.4.2. Схеми АЕС з каналними реакторами	32
1.4.3. Схеми атомних станцій тепlopостачання.	34
1.4.4. Схеми АЕС і енерготехнологічних установок з високотемпературними газоохолоджуваними реакторами	34
1.4.5. Схеми АЕС з водо-водяними реакторами	35

ГЛАВА 2

Теплоносії ядерних енергетичних установок **38** |

2.1. Водні теплоносії	39
2.2. Рідкометалеві теплоносії	46
2.3. Рідкі органічні теплоносії	54
2.4. Газові теплоносії	55

ГЛАВА 3

Конструкційні матеріали активних зон ядерних реакторів АЕС **60** |

3.1. Конструкційні матеріали активних зон сучасних ядерних реакторів АЕС на теплових нейтронах	62
3.1.1. Роль конструкційних матеріалів активних зон ядерних реакторів енергетичних установок АЕС	62
3.1.2. Умови роботи конструкційних матеріалів активних зон ядерних енергетичних реакторів на теплових нейтронах	64
3.1.3. Шляхи підвищення ефективності ядерного палива за допомогою удосконалення конструкційних матеріалів активних зон реакторів	68

3.2. Конструкційні матеріали активних зон ядерних реакторів АЕС нового покоління	70
3.2.1. Умови роботи конструкційних матеріалів перспективних ядерних установок	72
3.2.2. Вимоги до матеріалів реакторів нового покоління	75
3.3. Конструкційні матеріали з цирконію для ядерної енергетики	77
3.3.1. Металургійні фактори, які визначають властивості сплавів цирконію, що знаходяться під дією опромінення	78
3.3.2. Технологічні схеми отримання цирконію і виробів з нього	82
3.3.3. Основні домішкові елементи в цирконієвих сплавах та їх вплив на властивості цих сплавів	84
3.3.4. Вплив гафнію на ефективність використання виробів з цирконію	87
3.3.5. Експериментальні дослідження рафінування цирконію	89
3.3.5.1. Рафінування цирконію методом електронно-променевої плавки	89
3.3.5.2. Очищення цирконію від кисню	94
3.3.5.3. Вплив чистоти цирконію на його структуру і властивості	95
3.3.6. Цирконієвий сплав для ядерних реакторів на основі української сировини	97
3.4. Гафній в ядерній енергетиці	103
3.4.1. Сучасні проблеми в галузі поглинаючих матеріалів для ядерних реакторів	103
3.4.2. Доцільність застосування гафнію в органах регулювання ядерних реакторів	107
3.4.3. Особливості виробництва гафнію в Україні	109
3.4.4. Отримання гафнію ядерної чистоти і дослідження його властивостей	113
3.5. Вплив зовнішніх чинників на зміну властивостей конструкційних матеріалів активних зон ядерних реакторів АЕС	118
3.5.1. Модифікація поверхні цирконію і сплаву Zr1% Nb електронним пучком прискорювача	118
3.5.2. Радіаційно-плазмове модифікування приповерхневого шару цирконієвих матеріалів	124
3.5.3. Дослідження зміни властивостей конструкційних матеріалів на основі високочистого нікелю під дією зовнішніх факторів	126

ГЛАВА 4

Конструктивні схеми, конструкції і технічні характеристики

парогенераторів АЕС	130
4.1. Загальні характеристики, типи і схеми парогенераторів АЕС і вимоги, що ставляться до них	130
4.2. Конструктивні схеми парогенераторів АЕС з водними теплоносіями	133
4.3. Конструктивні схеми парогенераторів АЕС з рідкометалевими теплоносіями	142
4.4. Конструктивні схеми парогенераторів АЕС з газовими теплоносіями	144

4.5. Конструктивні схеми парогенераторів АЕС з рідкими органічними теплоносіями	147
4.6. Класифікація конструкцій парогенераторів АЕС, їх елементів і поверхонь теплообміну	149
4.7. Конструкції і технічні характеристики парогенераторів АЕС з водними теплоносіями	150

ГЛАВА 5

Конструкційні матеріали основного і допоміжного устаткування парогенераторних установок АЕС	161
5.1. Особливості конструкцій парогенераторів АЕС	161
5.2. Обґрунтування вибору матеріалів для парогенераторів, допоміжних систем і трубопроводів АЕС	163
5.3. Застосування перлітних сталей в якості конструкційних матеріалів для парогенераторних установок АЕС	169
5.4. Застосування нержавіючих сталей в якості конструкційних матеріалів для парогенераторних установок АЕС	173
5.5. Застосування висококонікелевих сплавів в якості конструкційних матеріалів для парогенераторних установок АЕС	175

ГЛАВА 6

Теплообмінні процеси і гідродинамічні характеристики потоків у реакторах і парогенераторах АЕС	179
6.1. Загальний опис гідродинамічних характеристик потоків і особливостей процесів теплообміну у парогенераторах АЕС	179
6.2. Основні математичні співвідношення моделей процесів теплообміну між теплоносієм і робочою речовиною у парогенераторах АЕС	182
6.3. Основні математичні співвідношення моделей однофазних потоків в каналах реакторів і парогенераторів АЕС для розрахунку їх гідродинамічних характеристик	187
6.4. Основні математичні співвідношення моделей двофазних потоків в каналах реакторів і парогенераторів АЕС для розрахунку їх гідродинамічних характеристик	194
6.5. Особливості режимів руху і основні математичні співвідношення моделей двофазних потоків у парогенеруючих каналах реакторів і парогенераторів АЕС для розрахунку їх гідрравлічних опорів руху	199
6.6. Основні математичні співвідношення моделей двофазних потоків пароводяної суміші в пристроях парогенераторів АЕС для розрахунку їх гідродинамічних характеристик безнапірного руху	204

ГЛАВА 7

Методики теплових і гідрравлічних розрахунків парогенераторів АЕС різних типів	210
7.1. Види розрахунків, завдання і етапи проектування парогенераторів АЕС	210
7.2. Основні положення теплового розрахунку парогенераторів АЕС	212

7.3. Основні положення конструктивного розрахунку парогенераторів АЕС	218
7.4. Основні положення гідравлічного розрахунку парогенераторів АЕС	221
7.5. Методики теплового і гідравлічного розрахунків парогенераторів АЕС, що обігріваються водою під тиском	222
7.6. Методики теплового і гідравлічного розрахунків парогенераторів АЕС, що обігріваються рідким металом	232
7.7. Методики теплового і гідравлічного розрахунків парогенераторів АЕС з багаторазовою примусовою циркуляцією у випарнику	240
7.8. Загальні положення і підходи до математичного моделювання теплових і гідравлічних процесів у парогенераторах АЕС і методики створення комп'ютерних програм їх розрахунків	246

ГЛАВА 8

Методики розрахунків вузлів і елементів конструкцій парогенераторів АЕС на міцність і надійність	255
8.1. Загальні положення розрахунків на міцність вузлів і елементів конструкцій парогенераторів АЕС	256
8.2. Методика розрахунку на міцність елементів парогенераторів АЕС у вигляді циліндричних посудин	260
8.3. Методика розрахунку на міцність кришок і днищ вузлів і елементів парогенераторів АЕС	266
8.4. Методика розрахунку на міцність болтових фланцевих з'єднань вузлів і елементів парогенераторів АЕС	271
8.5. Методика перевірного розрахунку на стійкість конструкцій елементів парогенераторів АЕС у вигляді оболонок	279
8.6. Різні види розрахунків надійності вузлів і елементів парогенераторів АЕС	284

ГЛАВА 9

Методи і підходи до моделювання, діагностики, прогнозування стану устаткування та оптимізації режимів роботи енергоблоків АЕС	287
9.1. Основні методичні положення розрахунків і оптимізації параметрів і характеристик устаткування енергоблоків АЕС методами математичного моделювання	287
9.2. Оцінка ефективності теплових схем енергоблоків АЕС за параметрами стану і надійності устаткування	291
9.3. Ідентифікація математичних моделей устаткування енергоблоків АЕС в процесі параметричної діагностики	297
9.4. Застосування методів інтервальної статистики для діагностики параметрів стану устаткування енергоблоків АЕС	301
9.5. Аналіз методів і моделей оптимального розподілу навантажень між енергоблоками електростанцій	311

ГЛАВА 10

Імітаційне моделювання енергоблоків двоконтурних АЕС	327
10.1. Принципи створення імітаційної моделі енергоблоків двоконтурних АЕС	328
10.2. Автоматизований комплекс комп'ютерних програм для моделювання режимів роботи енергоблоків двоконтурних АЕС	337

ГЛАВА 11

Аналіз впливу змін параметрів технологічних процесів в парогенераторах енергоблоків АЕС з ВВЕР-1000 на ефективність їх роботи	348
11.1. Аналіз впливу змін параметрів технологічних процесів в горизонтальних парогенераторах типу ПГВ-1000 на їх паропродуктивність	350
11.1.1. Залежність відносної паропродуктивності парогенератора типу ПГВ-1000 від температури живильної води	351
11.1.2. Залежність відносної паропродуктивності парогенератора типу ПГВ-1000 від температури теплоносія на вході до парогенератора	354
11.1.3. Залежність відносної паропродуктивності парогенератора типу ПГВ-1000 від тиску робочої речовини	357
11.1.4. Залежність відносної паропродуктивності парогенератора типу ПГВ-1000 від тиску теплоносія	359
11.1.5. Багатофакторний експеримент на імітаційній моделі парогенератора типу ПГВ-1000	362
11.2. Інтегральні експлуатаційні характеристики енергоблоків АЕС з ВВЕР-1000	372

ГЛАВА 12

Гradientні методи оптимізації для розв'язання задач розподілу навантажень між енергоблоками АЕС	379
12.1. Застосування оптимізаційного методу проекції градієнта для розв'язання задачі розподілу навантажень між енергоблоками АЕС	379
12.2. Використання математичних моделей і оптимізаційних процедур з метою підвищення середньої експлуатаційної теплової економічності енергоблоків АЕС	388
Список літератури	398

ПЕРЕДМОВА

Основними стратегічними компонентами сучасної світової енергетичної політики є техногенна безпека, енергоефективність, енерго- і ресурсозбереження, які разом з іншими складовими являють собою обов'язкові умови екологічної гармонізації соціально-економічного розвитку людства. Багато держав і міждержавних об'єднань, які відчули на собі, з однієї сторони, негативний вплив дефіциту паливно-енергетичних ресурсів на економіку під час періодичних світових паливно-енергетичних криз, а, з другої сторони, – суттєві кліматичні та екологічні зміни внаслідок технологічного розвитку традиційної енергетики, розробили принципово нові концепції і підходи до енергетичної та екологічної безпеки, енерго- і ресурсозбереження. В останній час були розроблені ефективно діючі національні і наднаціональні енергетичні погодження, стратегії, плани, програми і нові технології, які дають можливість забезпечити суттєву економію традиційних копалинних паливно-енергетичних ресурсів, обмежити використання деяких з них, зокрема, вуглеводнів з можливою оптимістичною перспективою повної відмови від них в ХХІ столітті, максимально використовувати відновлювальні види енергії, вирішувати проблеми глобальної зміни клімату на планеті в результаті потепління шляхом інтенсифікації процесу зменшення викидів парникових газів з метою досягнення паритету між викидами та їх поглинанням екологічними системами.

Останнє таке погодження світового масштабу, яке зобов'язує і стимулює виконання вище перелічених компонентів світовою енергетичної політики, було підписано представниками 150 країн, в тому числі і України, як результат Міжнародної конференції ООН з питань клімату в Парижі в грудні 2015 р.

Одним з принципів практичної реалізації світової енергетичної політики в атомній енергетиці, вплив якої на зміни клімату суттєво менше, ніж теплової, є мінімізація ймовірності виникнення ядерних інцидентів та аварій на енергоблоках АЕС з одночасним підвищенням їх теплової ефективності. Цей принцип може бути реалізований за рахунок цілого ряду факторів, в тому числі, удосконалення та оптимізації теплових схем і параметрів технологічних процесів енергоблоків АЕС з реакторами різних типів, оптимального вибору сучасних і перспективних теплоносіїв і конструкційних матеріалів активних зон ядерних реакторів і парогенераторів, оптимізації режимів роботи енергоблоків АЕС на основі сучасних методів математичного моделювання.

Це особливо актуально для атомної енергетики України, яка є базовою галуззю економіки країни. За нашого часу в Україні працюють 15 енергоблоків з водо-водяними енергетичними реакторами (в західній класифікації *pressurized water reactor*) на чотирьох діючих двоконтурних АЕС – Південно-Українській, Запорізькій, Хмельницькій і Рівненській, які мають загальну встановлену потужність 13835 МВт. Останні роки частка виробництва електроенергії вітчизняними атомними електростанціями складає більше 50 % від загального виробництва електроенергії в країні. Тому стабільне функціонування енергоблоків АЕС на різних режимах електричного навантаження є важливою умовою розвитку економіки країни в цілому.

Існуюча в Україні стратегія експлуатації енергоблоків АЕС, яка обумовлена, в деякій мірі, експлуатацією морально і фізично застарілого енергетичного устаткування, припускає їх роботу, як правило, в стаціонарних режимах електричного навантаження, які близькі до номінальної потужності. В той же час відомо, що в стратегію розвитку ядерної енергетики в різних країнах світу, і, зокрема, в країнах ЄС, закладається планування не тільки базових режимів роботи нових потужних енергоблоків АЕС, але й можливість роботи цих енергоблоків в режимах регулювання добового графіку енергоспоживання в енергетичних системах з одночасним забезпеченням всіх сучасних критеріїв підвищеної безпеки.

Необхідність забезпечення високих вимог до функціональних характеристик енергоблоків сучасних і перспективних АЕС, які відповідають критеріям підвищеної безпеки, робить актуальними серед інших і такі напрями наукових досліджень:

- системний аналіз технологічних процесів, конструкцій і технічних характеристик сучасних і перспективних ядерних енергетичних реакторів і парогенераторів АЕС різних типів, ефективних теплових схем виробництва пари на АЕС, фізико-хімічних властивостей і характеристик існуючих і перспективних теплоносіїв різних видів для ядерних енергоустановок;

- дослідження характеристик і властивостей конструкційних матеріалів активних зон сучасних ядерних реакторів енергоблоків АЕС, реакторів нового покоління, основного і допоміжного устаткування парогенераторних установок;

- розробка та удосконалення методів, підходів і математичного апарату для адекватного моделювання процесів тепло-масообміну і гідродинамічних характеристик однофазних і двофазних потоків в каналах реакторів і парогенераторів АЕС різних типів, розробка алгоритмічного і програмного забезпечення для їх теплових, конструктивних і гідравлічних розрахунків;

- розробка та удосконалення методів, підходів, математичного апарату, алгоритмічного і програмного забезпечення для розрахунків вузлів та елементів конструкцій реакторів і парогенераторів АЕС на міцність і надійність;

- розробка та удосконалення методів, підходів і математичного апарату для імітаційного моделювання та оптимізації параметрів технологічних процесів, діагностики і прогнозування функціонального стану устаткування енергоблоків АЕС з метою оптимального розподілу навантажень між енергоблоками.

Саме цим напрямом наукових досліджень в галузі ядерної енергетики присвячена ця колективна монографія, в основі якої лежать результати багаторічних досліджень авторів.

Монографія складається з дванадцяти глав, що включають до себе окремі розділи і підрозділи.

Глави 1-2 написані докт. техн. наук, проф. Єфімовим О.В. і докт. техн. наук, проф. Пилипенко М.М.

Глава 3 написана докт. техн. наук, проф. Пилипенко М.М. і докт. техн. наук, проф. Єфімовим О.В.

Глава 4 написана докт. техн. наук, проф. Єфімовим О.В., докт. техн. наук, проф. Пилипенко М.М., канд. техн. наук, доц. Каверцевим В.Л.

Глава 5 написана докт. техн. наук, проф. Пилипенко М.М. і докт. техн. наук, проф. Єфімовим О.В.

Глава 6 написана докт. техн. наук, проф. Єфімовим О.В. і докт. техн. наук, проф. Пилипенко М.М.

Глави 7-8 написані докт. техн. наук, проф. Єфімовим О.В., докт. техн. наук, проф. Пилипенко М.М., канд. техн. наук, доц. Каверцевим В.Л.

Глава 9 написана докт. техн. наук, проф. Єфімовим О.В., канд. техн. наук, доц. Потаніною Т.В., канд. техн. наук, доц. Каверцевим В.Л., наук. співроб. Гаркушею Т.А.

Глава 10 написана докт. техн. наук, проф. Єфімовим О.В., канд. техн. наук, доц. Потаніною Т.В., наук. співроб. Гаркушею Т.А.

Глави 11-12 написані докт. техн. наук, проф. Єфімовим О.В. і канд. техн. наук, доц. Потаніною Т.В.

Монографія призначена для наукових співробітників та інженерів, які працюють у галузі ядерної енергетики, а також для викладачів та аспірантів різних технічних спеціальностей, зв'язаних з цією галуззю знань.

Автори даної монографії щиро вдячні рецензентам докт. техн. наук, проф. Письменному Є.М., докт. техн. наук, проф. Мисаку Й.С., докт. техн. наук, доц. Литовченко С. В. за цінні зауваження і побажання авторам. Завдяки висококваліфікованій праці цих рецензентів монографія вийшла у світ.

Автори також охоче приймуть і всі критичні зауваження і побажання, якщо вони виникнуть у фахівців у галузях знань, що поєднані з ядерною енергетикою, і будуть задоволені, якщо ця монографія виявиться корисною для них.

Г л а в а 1

КЛАСИФІКАЦІЯ ЯДЕРНИХ РЕАКТОРІВ І ТЕПЛОВІ СХЕМИ АЕС З РЕАКТОРАМИ РІЗНИХ ТИПІВ

1.1. Загальний опис процесів і конструкцій ядерних реакторів АЕС

Прийнятий у цей час спосіб використання атомної енергії на АЕС полягає в перетворенні цієї енергії, за допомогою застосування ядерних реакторів і парогенераторів, в теплову енергію пари, яка перетворюється потім в електричну енергію за допомогою парових турбін і електричних генераторів. Тому є велика схожість між атомними і тепловими електростанціями з погляду технологічних схем перетворення теплової енергії пари в механічну енергію обертання ротора турбіни і електричну енергію, що знімається з клем електрогенератора. Відмінність між ними полягає в технологічних процесах отримання пари: на теплових електростанціях (ТЕС) для цієї мети застосовуються котельні установки, що перетворюють внутрішню хімічну енергію органічного палива в теплову енергію пари, а на АЕС – ядерні реактори і парогенератори. Відмінність між ними полягає ще і в тому, що на атомних електростанціях основне і допоміжне устаткування зазнає радіаційного опромінювання, що ускладнює його конструкцію, експлуатацію і ремонт [1].

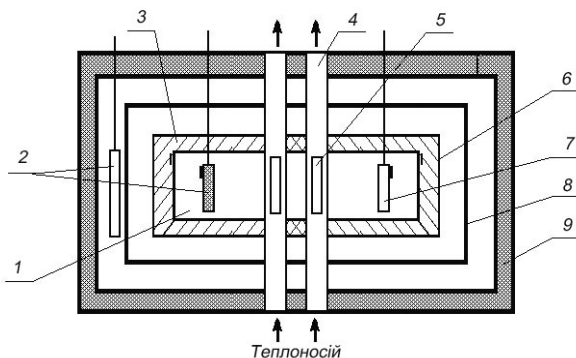
Ядерний реактор являє собою пристрій, в якому здійснюється ланцюгова реакція поділу ядер важких елементів урану, плутонію, торію (^{233}U , ^{235}U , ^{238}U , ^{239}Pu , ^{232}Th), яка сама себе контролює і підтримує. Можливість здійснення такої реакції забезпечується тим, що кожен акт поділу ядра виробляє два або три нейтрони, здатних викликати поділ інших ядер ядерного палива, завантаженого в реактор. У реакторі одночасно з процесом поділу ядер завжди відбувається, по-перше, поглинання нейтронів матеріалами, що знаходяться в активній зоні, і, по-друге, витікання нейтронів з активної зони реактора. Ці два чинники дають можливість регулювати процес поділу ядер так, щоб число нейтронів в активній зоні і число актів поділу в одиницю часу були постійними [2, 3].

Одна з основних характеристик реактора – його потужність, яка визначається числом поділів ядер в одиницю часу. Величині потужності, що дорівнює 1 Вт, відповідає $3,2 \cdot 10^{10}$ поділ./с. У 1 кг ^{235}U міститься $6,0228 \cdot 10^{26} / 235 = 2,563 \cdot 10^{24}$ ядер, при повному поділі яких виділяється енергія, що дорівнює $8 \cdot 10^{13}$ Дж. Приблизно така ж кількість енергії виділяється при поділі 1 кг ^{233}U або ^{239}Pu .

У загальному випадку ядерний реактор складається з ядерного палива, сповільнювача і відбивача нейтронів, теплоносія, регулювальних органів (стрижнів), детекторів контролю, корпусу, внутрішньореакторних конструкцій, біологічного захисту. Центральна частина ядерного реактора, яка містить паливо, сповільнювач, регулювальні органи і частину детекторів контролю, утворює активну зону, через яку прокачується теплоносіє. Основні елементи ядерного реактора наведено на рис. 1.1.

Залежно від способу взаємного розташування палива і сповільнювача в активній зоні реактори можуть бути гомогенного або гетерогенного типу [4].

У гомогенному реакторі ядерне паливо разом із сповільнювачем і теплоносієм являє собою однорідну (гомогенну) суміш у вигляді розчинів або розплавів, яка рівномірно розподілена в об'ємі активної зони і циркулює в контурі реакторної установки.



Р и с . 1 . 1. Принципова схема ядерного реактора гетерогенного типу на теплових нейтронах:

- 1 – сповільнювач нейтронів; 2 – детектори контролю; 3 – відбивач нейтронів;
4 – теплоносіє; 5 – ядерне паливо (твел); 6 – зовнішня межа активної зони;
7 – регулювальний стрижень; 8 – корпус реактора; 9 – біологічний захист

У гетерогенному реакторі (рис. 1.1) паливо розміщене в сповільнювачі у вигляді окремих елементів, розташованих в активній зоні. Ці елементи називаються тепловидільними елементами (твелями) і мають різну форму і розміри.

У активній зоні реактора при поділі ядер нуклідів¹ утворюються швидкі нейтрони, які мають високу швидкість (близько 20000 км/с) і велику енергію, що дорівнює 0,5÷10 MeV ($1 \text{ eV} = 1,6 \cdot 10^{-19} \text{ Дж}$). Щоб перетворити їх на теплові нейтрони з енергією менше 1 eV, які захоплюються ядрами ^{235}U в сотні разів частіше, ніж швидкі, необхідно зменшити їх швидкість (приблизно до 2 км/с). Для цього до складу активної зони реактора вводиться сповільнювач. Як сповільнювач застосовуються речовини з малою атомною масою і малим перетином поглинання. У реакторах, в яких використовуються швидкі нейтрони великих енергій, сповільнювач відсутній.

Застосування відбивача нейтронів зменшує критичні розміри активної зони реактора і підвищує рівномірність розподілу нейтронного потоку в ній. Крім того, питома потужність, що припадає на 1 кг завантаженого в реактор ядерного палива, зростає з введенням відбивача, тобто відбивач економить витрату ядерного палива.

У реакторах, що працюють на теплових нейтронах, відбивач виготовляється з тих же матеріалів, що і сповільнювач. А в реакторах, що працюють на швидких нейтронах, як відбивач використовуються матеріали, які при взаємодії з нейтронами утворюють подільні нукліди.

Відведення теплоти з активної зони реактора здійснюється шляхом нагрівання теплоносія, що циркулює через активну зону. Як теплоносієм застосовуються різні рідини, розплавлені метали і гази.

Зміна потужності реактора здійснюється за допомогою дії на величину потоку нейтронів. Для цього в реакторі є регулювальні органи, що переміщуються в активній зоні. Їх робоча частина містить матеріали, які сильно поглинають нейтрони. Регулювальні органи підрозділяють на три види: органи компенсації надмірної реактивності (компенсуючи стрижні і вигоряючі поглиначі), органи автоматичного регулювання (автоматичної підтримки заданої потужності при різних флуктуаціях² процесу) і органи аварійного захисту (швидкого припинення процесу поділу ядер при перевищенні допустимих параметрів).

¹ Нуклід – вид атома з відповідною кількістю протонів і нейтронів у ядрі, який характеризується атомною масою і атомним (порядковим) номером.

² Флуктуації – випадкові відхилення фізичних величин від їх середніх значень.

Для контролю роботи реактора в активну зону і біля неї поміщаються детектори, що вимірюють параметри процесу. За даними цих вимірювань визначається режим роботи реактора і здійснюється управління його роботою.

Активна зона реактора і всі внутрішньокорпусні пристрої розташовані в корпусі реактора. Безпосередньо на корпусі встановлюються приводи регулювальних органів. Для забезпечення радіаційної безпеки обслуговуючого персоналу навколо реактора передбачено біологічний захист, виконаний з матеріалів, що добре поглинають всі види радіаційного випромінювання.

Ядерне паливо відрізняється високою енергоємністю. При повному поділі 1 кг ^{235}U , як вже наголошувалося, виділяється енергія, рівна $8 \cdot 10^{13}$ Дж, а при згоранні 1 кг органічного палива виділяється енергія, що дорівнює $3 \cdot 10^7 \div 5 \cdot 10^7$ Дж. У цьому полягає основна перевага ядерного палива як джерела теплової енергії на електростанціях. Крім того, для експлуатації електростанцій на органічному паливі необхідні великі площі для зберігання палива і його постійні постачання у великій кількості, при яких використовується багато транспортних одиниць. Зрештою, це приводить до збільшення витрат на виробництво електроенергії і відбивається на її собівартості. У табл. 1.1 і 1.2 наведено порівняльні дані за деякими економічними показниками електростанцій різних типів в США і Японії. З табл. 1.2 видно, що низька вартість виробництва електроенергії на АЕС досягається, в основному, за рахунок паливної складової. Річні потреби в паливі теплових і атомних електростанцій США із загальною встановленою потужністю 1000 МВт наведено в табл. 1.3.

Т а б л и ц я 1.1

Економічні показники електростанцій різних типів в США

Тип електростанції	Питомі капіталовкладення, \$/кВт	Собівартість, цент/кВт·год	Відчуження земель, м ² /кВт
ТЕС: на вугіллі (20 \$/т)	600	2,9	16,2
ГЕС	2000	1,1	100
АЕС:			
на теплових нейтронах	1250	3,4	8,1
на швидких нейтронах	1500	4,4	8,1

Таблиця 1.2

Витрати на виробництво електроенергії на електростанціях
різних типів в Японії (у центях США /кВт·год (%))

Складова витрат	АЕС	ТЕС		
		на вугіллі	на газі	на мазуті
Капітальна	4,36 (64,3)	3,70 (46,6)	3,08 (32,6)	2,68 (27,0)
Експлуатаційна	1,59 (23,4)	1,62 (20,5)	1,01 (10,7)	0,96 (9,6)
Паливна	0,84 (12,3)	2,61 (32,9)	5,35 (56,9)	6,29 (63,4)
Всього	6,79 (100)	7,94 (100)	9,45 (100)	9,93 (100)
Співвідношення, %	100	117	139	146

Таблиця 1.3

Річні потреби в паливі теплових і атомних електростанцій США
потужністю 1000 МВт

Характеристика	ТЕС на вугіллі	ТЕС на мазуті	АЕС на теплових нейтронах
Кількість палива, т	$2,2 \cdot 10^6$	$1,5 \cdot 10^6$	150 природного урану
Зберігання палива	40 га	25 га (50 резервуарів по 3000 м ³)	50 м ³ (66 контейнерів по 3 т кожен)
Транспорт	22 насипних сухогруза по 1000 т (поодиноці кожні 16 діб)	1500 наливних барж по 1000 т (4 баржі щоденно)	2 залізничних вагона або 7 вантажних машин

При спалюванні органічного палива здійснюється постійна подача необхідної кількості палива в зону горіння, де воно з'єднується з окислювачем при певній температурі і згорає, тобто витрачається з виділенням енергії, а незгорілі залишки і продукти згорання відходять в навколишній простір. При цьому деяка частина теплової енергії, що виділилася, втрачається безповоротно з гарячими димовими газами, які забруднюють навколишнє середовище.

У ядерний реактор паливо завантажується порціями і після його вигорання до необхідної межі вивантажується з реактора і відправляється на переробку. У відпрацьованих твелах містяться продукти поділу. Час перебування ядерного палива в реакторах різних типів складає від декількох місяців до декількох років. Час роботи реакторів між перезавантаженнями ядерного палива в перерахунку на їх повну потужність називається кампанією реакторів.

Для ядерних реакторів характерна дуже висока теплонапруженість активної зони. Теплові потоки на теплопередавальних поверхнях в реакторах складають близько 10^6 Вт/м^2 , а об'ємне тепловиділення в паливі складає близько 10^9 Вт/м^3 . Аналогічні характеристики інших джерел теплової енергії на декілька порядків нижчі. Особливістю теплофізичних процесів в ядерних реакторах є наявність тепловиділення не тільки в ядерному паливі, але і в конструкційних матеріалах, що вимагає організації спеціального відведення теплоти від них.

Процеси, що перебігають в реакторах, супроводжуються радіаційним випромінюванням, що має певну дію на матеріали реакторів. В результаті цієї дії матеріали змінюють свої властивості [5, 6].

До конструкцій реакторів ставляться надзвичайно високі вимоги, які необхідно враховувати в процесі їх проектування. Вони характеризуються такими основними положеннями:

- для забезпечення повнішого корисного використання часу експлуатації реакторів і отримання кращих економічних показників АЕС необхідно прагнути до більшої кампанії (більшого часу перебування палива в реакторах);
- для збільшення тривалості кампанії необхідно прагнути до забезпечення можливості достатньо великого завантаження реакторів ядерним паливом;
- можливість забезпечення достатньо великого завантаження палива в реактори визначається здатністю їх регулювальних органів компенсувати надмірну реактивність, максимальну на початку кампанії;
- для нормальної безаварійної роботи реакторів велике значення має вибір і правильний облік динаміки зміни їх нейтронно-фізичних характеристик в різних стаціонарних і перехідних режимах роботи. Тому необхідно проектувати активну зону реакторів так, щоб повний потужнісний ефект реактивності був малий і мав негативний знак, тобто, щоб при збільшенні потужності формувалася негативна реактивність;
- необхідно забезпечувати максимальну рівномірність енерговиділення по всьому об'єму активної зони реакторів;

- необхідно забезпечувати своєчасне регулювання витрати теплоносія в активній зоні реакторів при зміні енерговиділення в ній;
- необхідно забезпечувати відведення залишкового енерговиділення з активної зони і розхолодження реакторів в аварійних ситуаціях.

1.2. Класифікація ядерних реакторів АЕС

Ядерні реактори за своїми параметрами, призначенням, конструктивним виконанням і за рядом інших ознак дуже різноманітні. Класифікувати ядерні реактори можна за такими основними відмінними ознаками: за величиною енергії нейтронів, що викликають поділ ядер; за видом сповільнювача; за видом і параметрами теплоносія; за конструктивним виконанням; за компоновальним рішенням; за призначенням [4].

1.2.1. Класифікація реакторів за величиною енергії нейтронів, що викликають поділ ядер

Реактори, в яких поділ ядер викликають, в основному, теплові нейтрони, що мають енергію менше 1 еВ, називаються реакторами на теплових нейтронах. Реактори, в яких велику частину поділів ядер проводять швидкі нейтрони з енергією, що дорівнює 0,5–10 МеВ, називаються реакторами на швидких нейтронах. Існують також реактори, в яких поділ ядер проводиться переважно проміжними нейтронами з енергією, яка дещо перевищує енергію теплових нейтронів (близько 6,7 еВ), і які мають швидкість близько 30 км/с. Такі реактори називаються реакторами на проміжних нейтронах.

^{233}U , ^{235}U , ^{239}Pu поперечний переріз поділу¹ для теплових нейтронів в сотні разів більший, ніж для швидких. Тому теплові нейтрони значно ефективніші для поділу ядер цих ізотопів, ніж швидкі. Застосовуючи

¹ Поперечний переріз поділу – міра вірогідності зіткнення між якими-небудь двома частинками. Мірою вірогідності взаємодії нейтрона з ядром будь-якого нукліда є мікроскопічний переріз s , який фізично можна подати як частку площі поперечного перерізу ядра, потрапивши в яку, налітаючий нейтрон викликає ту або іншу ядерну реакцію: $\sigma = \sigma_a + \sigma_s$ – повний мікроскопічний переріз взаємодії, см^2 , де $\sigma_a = \sigma_f + \sigma_\gamma$ – переріз поглинання (σ_f – переріз поділу; σ_γ – переріз радіаційного захоплення); σ_s – переріз розсіяння.

Добуток числа ядер (атомів) в одиниці об'єму N на σ називається макроскопічним перерізом Σ . Фізично Σ – це міра вірогідності взаємодії частинки з ядрами речовини в 1 см^3 при пробігу відстані в 1 см.

теплові нейтрони, можна підтримувати ланцюгову реакцію поділу ^{235}U в природному урані, що містить всього лише 0,714 % цього ізотопу, тоді як швидкими нейтронами здійснити ланцюгову реакцію в природному урані неможливо, не дивлячись на те, що швидкі нейтрони викликають поділ не тільки ^{235}U , але також і ^{238}U , вміст якого у природному урані становить 99,28 %.

У реакторах на швидких нейтронах концентрація подільних нуклідів повинна бути набагато вища, ніж в реакторах на теплових нейтронах, тому в них використовується високозбагачене паливо. Об'ємне енерговиділення в активній зоні реакторів на швидких нейтронах складає $500\div 1000 \text{ МВт/м}^3$.

У реакторах на теплових нейтронах концентрація подільних нуклідів нижча, ніж в реакторах на швидких нейтронах, тому в них використовується малозбагачене (за подільним нуклідом) паливо або ж природний уран. Завдяки наявності великої кількості сповільнювача і меншої концентрації палива в активній зоні реакторів на теплових нейтронах, їх об'ємне енерговиділення істотно нижче, ніж у реакторів на швидких і проміжних нейтронах, і складає $120\div 130 \text{ МВт/м}^2$.

Ядерний реактор необхідно розглядати не тільки як пристрій для вироблення теплової енергії, але і як пристрій для вироблення нових речовин, що поділяються, які утворюються в реакторі одночасно з вигоранням ядерного палива. Такими речовинами є ^{239}Pu , що утворюється з ^{238}U в результаті радіаційного захоплення нейтронів його ядрами і подальших радіаційних розпадів, і ^{233}U , що утворюється в результаті розпадів, що йдуть услід за поглинанням нейтронів ядрами ^{232}Th . Вони утворюються внаслідок таких реакцій:



Реакція (1.1) відбувається в активній зоні реакторів, що використовують так званий уран-плутонієвий паливний цикл, а реакція (1.2) – в активній зоні реакторів, що використовують торій-урановий цикл.

Реактори, в активній зоні яких знаходяться ^{238}U або ^{232}Th , належать до регенеративних реакторів, які працюють з відтворенням матеріалів, що поділяються. Відношення числа атомів нової речовини, що поділяється, отриманої в реакторі, до числа вигорілих атомів завантаженого ядер-

ного палива називається коефіцієнтом відтворення. Реактори на швидких нейтронах характеризуються розширеним відтворенням вторинного ядерного палива, тобто в них накопичується палива більше, ніж витрачається. У реакторах на теплових нейтронах теоретичне максимальне значення коефіцієнта відтворення при поділі ядер палива дорівнює 1,10, а його дійсне значення завжди значно менше від цієї величини.

У цей час на всіх АЕС України використовується уран-плутонієвий цикл, що дає велику кількість відпрацьованого ядерного палива і радіоактивних відходів, які складаються з трансуранових елементів, включаючи ізотопи плутонію. Тому одним з шляхів вирішення проблеми виробництва і зберігання великої кількості високорадіоактивного відпрацьованого ядерного палива і радіоактивних відходів є перехід атомної енергетики України на безпечніший торій-урановий паливний цикл, що дає більш ніж в 10000 разів менше радіоактивних відходів в порівнянні з використовуваним в даний час уран-плутонієвим циклом. Цей шлях можливий при будівництві нових реакторів і енергоблоків АЕС.

1.2.2. Класифікація реакторів за видом сповільнювача

У реакторах на теплових нейтронах як сповільнювач використовуються речовини з малою атомною масою, які мають великий переріз пружного і непружного розсіяння і малий ефективний переріз поглинання нейтронів. За видом сповільнювача реактори на теплових нейтронах підрозділяються на легководяні (H_2O), важководяні (D_2O), графітові (C), берилієві (Be, BeO), органічні (дифеніл і подібні до нього). Найбільшого поширення набули легководяні, важководяні і графітові реактори.

У ядерних реакторах уповільнення нейтронів, які утворюються в процесі поділу ядер атомів палива, досягається за допомогою їх зіткнень з ядрами атомів сповільнювача при пружному розсіянні нейтронів в уповільнюючому середовищі: при кожному зіткненні з ядром сповільнювача нейтрон віддає цьому ядру частину своєї енергії. Середнє значення величини втрати енергії нейтроном при одному зіткненні з ядром атома сповільнювача зазвичай виражається середньою логарифмічною втратою енергії ξ . Чим більше ξ , тим ефективніше сповільнювач. Але для повної характеристики сповільнювача необхідно також враховувати його здатність розсіювати і поглинати нейтрони, тобто макроскопічний переріз розсіяння Σ_s і макроскопічний переріз поглинання Σ_a .

Сповільнювачі характеризуються уповільнюючою здатністю і коефіцієнтом уповільнення. Уповільнююча здатність сповільнювача – це добуток середньої логарифмічної втрати енергії нейтроном і макроскопічного перерізу розсіяння нейтронів $\xi \cdot \Sigma_s$. Показником ефективності сповільнювача є коефіцієнт уповільнення, що є відношенням уповільнюючої здатності до макроскопічного перерізу поглинання $(\xi \cdot \Sigma_s) / \Sigma_a$. Характеристика деяких сповільнювачів теплових нейтронів наведено в табл. 1.4.

Т а б л и ц я 1.4

Властивості сповільнювачів теплових нейтронів

Сповільнювач	Густина або щільність, г/см ³	Уповільнююча здатність, см ⁻¹	Коефіцієнт уповільнення
H ₂ O	1,00	1,35	71
D ₂ O	1,10	0,176	5670
Графіт	1,60	0,060	192
Be	1,85	0,158	143

Найбільший коефіцієнт уповільнення зі всіх сповільнювачів теплових нейтронів має важка вода D₂O унаслідок дуже низького значення макроскопічного перерізу поглинання нейтронів. Тому у важководяних реакторах як паливо можна застосувати природний уран з мінімальним критичним завантаженням.

Легка (звичайна) вода H₂O має якнайкращу уповільнюючу здатність унаслідок великого значення макроскопічного перерізу розсіяння нейтронів. Тому розміри активної зони в легководяних реакторах найменші. Ядерне паливо в легководяних реакторах має бути збагаченим, тобто мати достатньо високу концентрацію подільних нуклідів, оскільки звичайна вода має великий макроскопічний переріз поглинання нейтронів.

Уповільнююча здатність графіту менша, ніж у легкої і важкої води, тому реактори з графітовим сповільнювачем мають найбільші розміри активної зони. Коефіцієнт уповільнення графіту майже в три рази вищий, ніж у легкої води, хоча істотно нижчий, ніж у важкої води. Ядерне паливо в графітових реакторах має бути збагаченим.

Недоліком сповільнювачів з берилію і його сплавів є їх токсичність і висока вартість, тому вони застосовуються рідко.

1.2.3. Класифікація реакторів за видом і параметрами теплоносія

Види і параметри теплоносіїв ядерних реакторів багато в чому визначаються теплофізичними властивостями самих теплоносіїв і технічними параметрами і гідравлічними схемами реакторів [2]. Теплоносії повинні задовольняти таким вимогам:

- мати хороші теплофізичні властивості, щоб забезпечувати необхідну тепловіддачу і високу теплоємність;
- мати низький переріз захоплення нейтронів;
- бути сумісними з конструкційними матеріалами;
- бути термічно- і радіаційно-стійкими.

Ці вимоги, значною мірою, задовольняють легка (звичайна) вода (H_2O), важка вода (D_2O), органічні рідини (дифеніл, дифенільні суміші), гази (гелій, вуглекислий газ та інші), рідкі метали (натрій, калій, літій, їх евтектичні сплави та ін.).

Залежно від виду і параметрів теплоносія ядерні реактори підрозділяються на реактори з легководним теплоносієм, реактори з важководяним теплоносієм, реактори з рідким органічним теплоносієм, реактори з газовим теплоносієм, реактори з рідкометалевим теплоносієм.

Вода (і легка, і важка) має достатньо хороші теплофізичні властивості. Більшість конструкційних матеріалів по відношенню до води є порівняно високо стійкими з погляду корозії і ерозії. Проте під впливом радіаційного опромінювання у воді відбуваються процеси радіолізу (розкладання на кисень O_2 і водень H_2). Легка (звичайна) вода широко поширена в природі, доступна і має невисоку вартість. Важка вода внаслідок її високої вартості як теплоносіїв застосовується рідше.

У реакторах деяких конструкцій легка вода є одночасно і теплоносієм, і сповільнювачем, причому вода в цих реакторах може знаходитися в різних агрегатних станах: у рідкому стані без процесів пароутворення (без кипіння), у вигляді пароводяної суміші і у вигляді пари. Реактори такого типу підрозділяються на реактори з водою під тиском і киплячі реактори. У реакторах з водою під тиском необхідно створювати високий тиск води в контурі теплоносія ($6\div 20$ МПа) для забезпечення її рідкого стану при температурах, що досягаються в реакторах.

Застосування рідких органічних теплоносіїв дозволяє мати тиск в контурі близько $1,5\div 2,0$ МПа. Такий тиск забезпечує відсутність пароутворення органічних рідин при температурах, що досягаються в активній

зоні реакторів. Проте під впливом високих температур і радіаційного опромінення органічні рідини інтенсивно розкладаються, що є їх недоліком як теплоносіїв.

Газові теплоносії мають низьку тепловіддачу і теплоємність, тому для їх ефективного використання необхідно підвищувати тиск в контурі до $10\div 25$ МПа.

Рідкометалеві теплоносії, разом з хорошими теплофізичними властивостями, що дозволяють мати відносний низький тиск в контурі ($1,5\div 2,0$ МПа), мають як недоліки високу корозійну агресивність, наведену в результаті радіаційного опромінювання радіоактивність і високу температуру плавлення.

1.2.4. Класифікація реакторів за конструктивним виконанням

За конструктивним виконанням реактори підрозділяються на такі типи: корпусні, каналні, басейнові [4].

Для корпусних реакторів характерна наявність корпусу, усередині якого тече загальний потік теплоносія, що омиває всі тепловидільні елементи. У каналних реакторах теплоносії проходить роздільно по кожному каналу з паливною збіркою, його подача здійснюється по індивідуальних трубопроводах. У басейнових реакторах корпусом є великий бак без герметичної кришки, який заповнений водою на декілька метрів. У нижній частині басейну знаходиться активна зона, через яку прокачується теплоносії.

1.2.5. Класифікація реакторів за схемами компоновки устаткування

За цією ознакою всі реактори підрозділяються на три типи: реактори з петельною схемою компоновки устаткування, реактори з інтегральною схемою компоновки устаткування, реактори з блоковою схемою компоновки устаткування.

Для петельної схеми компоновки реакторів характерна наявність великого об'єму першого контура і довгих трубопроводів, що з'єднують реактор, парогенератори, насоси, компенсатори об'єму і інше основне устаткування контура. При інтегральній схемі компоновки реакторів в одному корпусі зосереджені реактор, парогенератори і насоси і відсутні патрубки і трубопроводи. Для блокової схеми компоновки реакторів характерна наявність коротких патрубків великого діаметра, що з'єднують основне устаткування першого контура.

1.2.6. Класифікація реакторів за призначенням

Класифікація ядерних реакторів за призначенням здійснюється залежно від сфери їх застосування.

На атомних електростанціях ядерні реактори застосовуються для вироблення електричної і теплової енергій. На атомних станціях теплопостачання (АСТ) вони використовуються для вироблення теплової енергії з метою опалювання і промислового теплопостачання. У суднових енергетичних установках вони застосовуються як джерела теплової, механічної і електричної енергій.

1.3. Принципові теплові схеми виробництва пари на АЕС

Теплові схеми АЕС за технологією виробництва робочої речовини – пари – поділяються на два принципово різних типи. У одній тепловій схемі пара виробляється безпосередньо в ядерному реакторі, а в іншій – в спеціальному теплообмінному агрегаті – парогенераторі за рахунок теплоти, яка вноситься до нього теплоносієм, що охолоджує реактор [7, 8].

У першому випадку АЕС складається з одного контура, який включає ядерний реактор, що виробляє пару, і турбоустановку (турбоустановки). Цей тип АЕС називається одноконтурним.

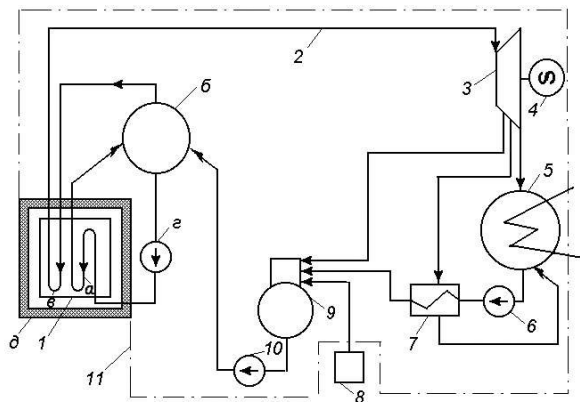
У другому випадку в схемі АЕС існують два, рідше три, контури. За наявності двох контурів один з них об'єднує ядерний реактор і теплообмінний агрегат, що виробляє пару, – парогенератор, а інший включає парогенератор і турбоустановку (турбоустановки). Така схема АЕС називається двоконтурною. За наявності трьох контурів в схемі між реактором і парогенератором існує контур з проміжною теплообмінною установкою. Така схема АЕС називається триконтурною.

Принципову схему одноконтурної АЕС наведено на рис. 1.2. Активна зона реактора *1* складається з великої кількості тепловидільних елементів, омиваних водою і пароводяною сумішшю (випарник реактора – *а*) або перегрітою парою (пароперегрівач реактора – *в*). У випарнику вода нагрівається до температури насичення і випаровується в кількості, що відповідає витраті пари на турбіну. З випарника виходить пароводяна суміш з масовим паровмістом не більше 20 % і надходить в розділовий

пристрій – сепаратор. Сепаратор або розташовується в корпусі реактора (для реакторів корпусного типу), або виноситься в окремий розділовий (сепараційний) барабан 6 – барабан-сепаратор. З барабана-сепаратора осаджена в ньому вода разом з живильною водою, що подається, по циркуляційному контуру знов надходить у випарну частину реактора. Рух води і пароводяної суміші в циркуляційному контурі реактора здійснюється або під дією напору перекачувального насоса 2 (примусова циркуляція), або в результаті природної циркуляції в тих випадках, коли гідравлічний опір контура малий. Відсепарована в барабані-сепараторі насичена пара надходить в пароперегрівник реактора, де вона перегрівається до заданої температури, а потім по головному паропроводу 2 прямує в турбіну 3. У проточній частині турбіни пар розширюється і його теплова енергія перетворюється на механічну енергію обертання ротора турбіни, який пов'язаний з ротором електричного генератора 4. У електричному генераторі механічна енергія перетворюється в електричну енергію. Пара з турбіни при низькому тиску (менше 0,01 МПа) надходить в конденсатор 5. На теплообмінній поверхні конденсатора, яка охолоджується циркуляційною технічною водою з водойми-охолоджувача або з інших джерел охолодження, пара конденсується. Конденсат пари (так званий основний конденсат) перекачувальними насосами 6 і 10 (відповідно конденсатним насосом і живильним насосом) подається через систему теплообмінників 7 і 9 в барабан-сепаратор. У системі теплообмінників 7, які називаються регенеративними підігрівниками, основний конденсат нагрівається за рахунок теплоти гріючої пари, яка надходить з відборів турбіни. У теплообмінник 9, який зветься деаератором, також надходить гріюча пара з відборів турбіни. За способом передачі теплоти деаератор є теплообмінником змішувального типу. Його основне призначення – видалення розчинених в основному конденсаті газів (деаерація), головним чином, кисню і вуглекислого газу, з метою захисту від корозії поверхонь елементів всього пароводяного тракту АЕС. У деаератор також надходить додаткова живильна вода із спеціальної установки для її хімічної підготовки 8 з метою поповнення існуючих в тракті втрат основного конденсату.

Радіаційні випромінювання, які супроводжують реакції ядерного поділу, повністю локалізуються біологічним захистом активної зони реактора 8. У зв'язку з наявністю в парі наведеної радіоактивності все устаткування енергоблоку одноконтурної АЕС є радіоактивним і вимагає відповідного біологічного захисту 11 і засобів дистанційного керування.

Основними перевагами одноконтурних АЕС в порівнянні з багатоконтурними (дво- і триконтурними) АЕС є: поєднання теплоносія і робочої речовини, менша кількість устаткування, менші витрати на власні потреби енергоблоків АЕС, велика максимально допустима (для вживаного типу реактора) верхня температура робочих циклів паротурбінних установок.



Р и с . 1 . 2 . Принципова схема одноконтурної АЕС:

1 – ядерний реактор (а – випарна частина реактора; б – розділовий (сепарційний) барабан; в – пароперегрівна частина реактора; г – перекачувальний насос; д – біологічний захист активної зони реактора); 2 – головний паропровід; 3 – парова турбіна; 4 – електрогенератор; 5 – конденсатор; 6 – конденсатний насос; 7 – система регенеративних підігрівників; 8 – установка для підготовки додаткової живильної води; 9 – деаератор; 10 – живильний насос; 11 – біологічний захист енергоблоку

До основних недоліків одноконтурних АЕС слід зарахувати, перш за все, те, що в них не завжди існує можливість забезпечення оптимального завантаження реактора паливом, оскільки теплові і ядерні властивості робочої речовини не завжди дозволяють щонайкраще здійснювати охолодження реактора, а також те, що завжди залишається підвищена небезпека радіаційного опромінювання експлуатаційного персоналу при обслуговуванні і ремонті устаткування.

На АЕС з одноконтурними схемами застосовуються такі типи реакторів:

- водо-водяні реактори киплячого типу ВВРк, в яких легка вода є одночасно теплоносієм і сповільнювачем;
- важководяні реактори киплячого типу з теплоносієм у виді важкої води або легкої води і сповільнювачем у виді важкої води (відповідно ТТРк і ВТРк);
- водографітові реактори киплячого типу ВГРк з теплоносієм у виді легкої води і сповільнювачем у виді графіту;
- газографітові високотемпературні реактори ГТРт, що працюють на ядерному паливі у виді суміші сильнозбагаченого урану і торію, в яких як теплоносії застосовується інертний газ (наприклад, гелій), а сповільнювачем є графіт.

Принципову схему двоконтурної АЕС наведено на рис. 1.3. Підігрів живильної води до температури насичення, її випаровування і можливий перегрів пари здійснюються в парогенераторі 15 за рахунок теплоти, яка вноситься теплоносієм першого контура, що надходить з ядерного реактора 1. Цей теплоносій є охолоджувальним середовищем для реактора і гріючим середовищем для парогенератора. Як теплоносії застосовуються рідкі і газоподібні речовини, рух яких в першому контурі АЕС здійснюється за допомогою насоса 14. У першому контурі передбачаються спеціальні установки, призначені для очищення теплоносія від домішок, а також для підготовки і введення в контур додаткового теплоносія. Перший контур є замкнутим. Другий контур включає головний паропровід 4, турбіну 5, електрогенератор 6, конденсатор 7, конденсатний насос 8, систему регенеративних підігрівників низького тиску 9, установку для хімічної підготовки додаткової живильної води 10, живильний насос 11, деаератор 12, систему регенеративних підігрівників високого тиску 13 і парогенератор 15.

Основними перевагами двоконтурних АЕС в порівнянні з одноконтурними АЕС є, по-перше, доступність устаткування другого контура для обслуговування і ремонту під час експлуатації унаслідок відсутності в ньому наведеної радіоактивності, а по-друге, можливість вибору теплоносія першого контура з такими нейтронно-фізичними властивостями, які одночасно забезпечують максимальний відбір теплоти (тепложом) в активній зоні реактора і ефективність його охолодження.

Основними недоліками двоконтурних АЕС в порівнянні з одноконтурними АЕС є такі: ускладнення процесу експлуатації АЕС у зв'язку з наявністю двох контурів, які часто працюють на різних теплоносіях; значно більша кількість устаткування; збільшені витрати на власні потреби енергоблоків; менша максимально допустима верхня температура робочих циклів паротурбінних установок через існування температурного напору між контурами в парогенераторі.

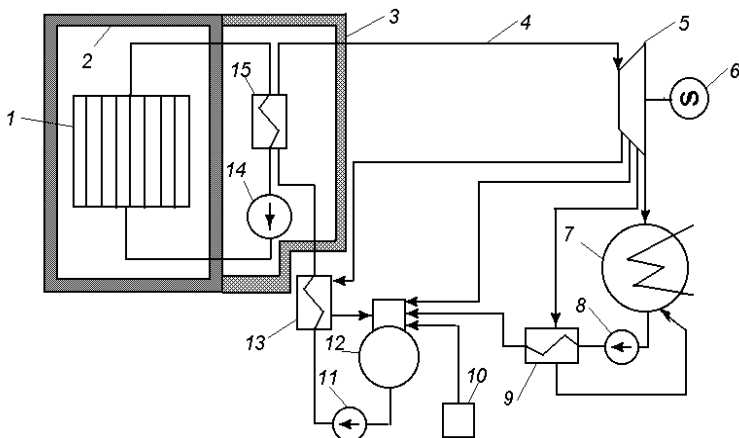


Рис. 1.3. Принципова схема двоконтурної АЕС:

1 – ядерний реактор; 2 – біологічний захист реактора; 3 – біологічний захист парогенератора; 4 – головний паропровід; 5 – парова турбіна; 6 – електрогенератор; 7 – конденсатор; 8 – конденсатний насос; 9 – система регенеративних підігрівників низького тиску; 10 – установка для підготовки додаткової живильної води; 11 – живильний насос; 12 – деаератор; 13 – система регенеративних підігрівників високого тиску; 14 – насос першого контура; 15 – парогенератор

На АЕС з триконтурними схемами (рис. 1.4), на яких, як правило, застосовуються реактори, що охолоджуються рідким металом, процес виробництва пари ускладнюється через включення між реактором і парогенератором контура з проміжною теплообмінною установкою. На триконтурних АЕС теплота від теплоносія першого контура передається проміжному теплоносію другого контура (також рідкому металу), що є,

у свою чергу, теплоносієм для парогенератора. Не дивлячись на наявність трьох контурів, ці АЕС з погляду технології виробництва пари можна зарахувати до двоконтурних АЕС з ускладненим першим контуром унаслідок включення проміжної теплообмінної установки.

Застосування на АЕС триконтурних схем дозволяє виключити попадання радіоактивного теплоносія першого контура в паротурбінний контур, і, навпаки, виключити забруднення теплоносія першого контура робочою речовиною з паротурбінного контура. Це підвищує радіаційну безпеку АЕС.

1.4. Теплові схеми АЕС з реакторами різних типів

Як вже наголошувалося, в атомній енергетиці застосовується велика кількість різних типів і конструкцій ядерних енергетичних реакторів. Вони відрізняються, в основному, за видом і параметрами теплоносія, складом завантаженого в активну зону реактора ядерного палива, величиною енергії нейтронів, що викликають поділ ядер, видом сповільнювача нейтронів, конструктивним виконанням реактора і іншими менш принциповими ознаками. Розглянемо теплові схеми АЕС з реакторами різних типів.

1.4.1. Схеми АЕС з реакторами, що охолоджуються рідким металом

Схеми АЕС з реакторами, що охолоджуються рідким металом, як правило, є триконтурними (рис. 1.4). В них застосовуються реактори на швидких нейтронах, що не вимагають сповільнювача. Для цих реакторів найбільш ефективним є уран-плутонієвий паливний цикл, при якому в реакторах виникають потоки нейтронів з вищою енергією, а не будь-який інший цикл. Переріз поглинання швидких нейтронів ядрами природного урану, що поділяються, відносно невеликий, і тому з метою його збільшення ядерне паливо у вигляді окису або карбіду ^{238}U для реакторів на швидких нейтронах збагачується ^{239}Pu або ^{235}U . Таке збагачення значно збільшує собівартість ядерного палива, а отже, і собівартість електроенергії, вироблюваної на АЕС. З метою зниження собівартості електроенергії, вироблюваної на АЕС з реакторами на швидких нейтронах, твели

цих реакторів конструюються так, щоб забезпечити високу тепловіддачу від них, тобто так, щоб кожен твел мав високу питому енергонапруженість. Відбір теплоти (теплотойм) від твелів реакторів на швидких нейтронах при їх високій питомій енергонапруженості забезпечується шляхом застосування в реакторах цього типу як теплоносіїв рідких металів.

Основною перевагою АЕС з реакторами, що охолоджуються рідким металом, є їх підвищена радіаційна безпека унаслідок відсутності можливості контакту радіоактивного рідкометалевого теплоносія першого контура з робочою речовиною третього (паротурбінного) контура.

Перший контур триконтурної АЕС (рис. 1.4) складається з активної зони реактора на швидких нейтронах 1, проміжної теплообмінної установки 7 і насоса 8. Він призначений для відбору теплоти від реактора і передачі її теплоносію другого (проміжного) контура, що включає парогенератор 5, насос 6 і проміжну теплообмінну установку 7. У першому і другому контурах використовується однаковий рідкометалевий теплоносіє (найчастіше натрій). Проїшовши активну зону реактора, теплоносіє нагрівається до температури близько 550 °С, надходить в проміжну теплообмінну установку і, проїшовши через неї, виходить з температурою близько 380 °С.

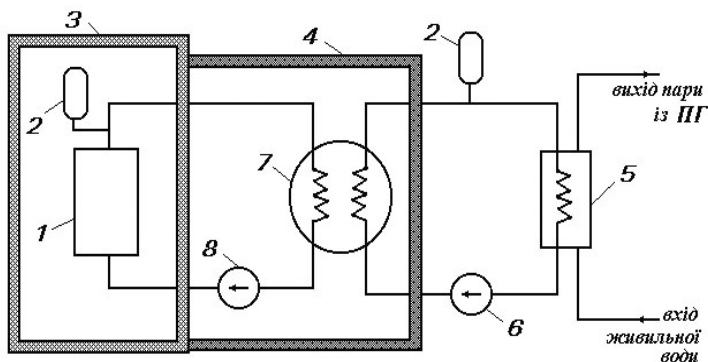


Рис. 1.4. Схема виробництва пари на триконтурній АЕС:

1 – реактор; 2 – компенсатор об'єму; 3 – біологічний захист реактора; 4 – біологічний захист проміжного контура; 5 – парогенератор; 6 – насос проміжного контура; 7 – проміжна теплообмінна установка; 8 – насос першого контура

Функціонування першого контура забезпечується такими допоміжними системами:

- системою очищення рідкометалевого теплоносія, призначеного для контролю і підтримки необхідної кількості і якості теплоносія в контурі;
- системою приготування і попереднього очищення рідкометалевого теплоносія перед подачею його в контур;
- газовою системою, призначеною для заповнення осушеним і очищеним від кисню інертним газом порожнин контура над рідкометалевим теплоносієм;
- системою газового розігрівання, призначеною для розігрівання контура перед заповненням його рідкометалевим теплоносієм і підтримки його в гарячому стані;
- системою охолодження вивантажуваного відпрацьованого ядерного палива;
- системами подачі і прийому рідкометалевого теплоносія.

Параметри першого контура триконтурних АЕС з реакторами, що охолоджуються рідким металом, контролюються автоматизованою системою управління, яка включає іонізаційні камери, датчики температури і тиску, вимірювачі витрат, датчики числа обертів насосів і інші вимірювальні прилади.

Другий контур триконтурних АЕС з реакторами, що охолоджуються рідким металом, призначений для передачі теплоти від теплоносія першого контура робочій речовині третього контура в парогенераторі. У його склад також входять допоміжні системи, які аналогічні допоміжним системам першого контура. Рідкий метал (натрій) як теплоносієм другого контура нагрівається в проміжній теплообмінній установці до температури близько 520 °С і прямує в парогенератор, де охолоджується до температури близько 320 °С, віддаючи теплоту робочій речовині третього контура (паротурбінної установки).

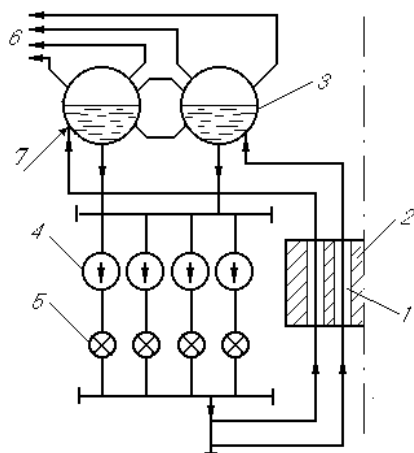
Для виключення протікання радіоактивного рідкометалевого теплоносія першого контура в нерадіоактивний рідкометалевий теплоносії другого контура тиск в другому контурі завжди більший, ніж в першому.

1.4.2. Схеми АЕС з каналними реакторами

Атомні електростанції з каналними реакторами працюють за одно-контурною схемою, тобто пара на цих АЕС виробляється безпосередньо в реакторі. Канальні реактори мають порівняно простішу конструкцію, ніж інші типи реакторів, проте їх радіоактивне випромінювання розповсюджується на всі технологічні елементи енергоблоків, викликаючи необхідність біологічного захисту енергоблоків. У реакторах канального типу великої потужності РБМК сповільнювачем нейтронів є графіт, а теплоносієм – легка вода. Активна зона каналних реакторів складається з графітових блоків, через які в певному порядку проходять вертикальні технологічні канали круглого перерізу з вмонтованими в них твелями у вигляді тепловидільних збірок (ТВЗ).

Циркуляційний контур каналних реакторів призначений для подачі теплоносія в технологічні канали активної зони реакторів з метою відведення теплоти від ТВЗ. У вельми поширених каналних реакторах РБМК-1000 (рис. 1.5) циркуляційний контур складається з двох автономних петель, кожна з яких відводить теплоту від половини ТВЗ. У кожену петлю входять два барабани-сепаратори, чотири головні циркуляційні насоси (ГЦН), всмоктуючий колектор з трубопроводами і арматурою, напірний колектор, труби пароводяних комунікацій і інші елементи. До технологічних каналів 1 при роботі на номінальному режимі теплоносієм надходить з температурою 270 °С. Омиваючи ТВЗ, він нагрівається до температури насичення, частково випаровується, і пароводяна суміш з температурою 285 °С і тиском 7 МПа подається в барабани-сепаратори 3. У барабанах-сепараторах пароводяна суміш розділяється на пару і воду. Відсепарована вода змішується з живильною водою 7 в змішувачах, надходить в опускні трубопроводи і за допомогою циркуляційних насосів 4 знов прямує в технологічні канали. Температура живильної води на вході в змішувачі на номінальному режимі роботи складає 168 °С. Насичена пара відводиться з верхньої частини барабанів-сепараторів по паропроводах 6 до турбін.

Функціонування каналних реакторів забезпечується такими допоміжними системами: системою охолодження продувальної води і розхоладжування реактора; системою подачі і регулювання витрати живильної води; системою охолодження технологічних каналів; системою аварійного охолодження активної зони реактора (САОЗ) і іншими системами.



Р и с . 1 . 5 . Циркуляційний контур каналного реактора РБМК-1000:

1 – технологічні канали з твелями; 2 – графітові блоки; 3 – барабани-сепаратори; 4 – головні циркуляційні насоси (ГЦН); 5 – зворотні клапани; 6 – підведення пари до турбін; 7 – підведення живильної води

САОЗ призначена для охолодження активної зони реактора в аварійних ситуаціях, що виникають у разі розгерметизації циркуляційного контуру. Вона складається з трьох підсистем: основної, допоміжної і підсистеми тривалого розхолодження. Основна і допоміжна підсистеми забезпечують аварійне охолодження активної зони реактора протягом двох хвилин, починаючи з моменту розгерметизації контуру. Потім включається підсистема тривалого розхолодження, що використовує для охолодження штатні запаси води в спеціальних баках і спеціальні насоси.

Потужність реакторів каналного типу визначається кількістю технологічних каналів і потужністю кожного каналу. У цей час в експлуатації в різних країнах (Росія, Японія та інші) знаходяться, в основному, енергоблоки АЕС з каналними реакторами, що мають одиничну електричну потужність 500, 750, 1000 і 1500 МВт. В Україні, Литві і деяких інших країнах енергоблоки АЕС з каналними реакторами зняті з експлуатації.

1.4.3. Схеми атомних станцій теплопостачання

Використання атомної енергії з метою виробництва низькопотенційної теплоти для міських мереж опалювання і гарячого водопостачання обумовлене прагненням знизити частку витрати органічного палива на ці цілі і таким чином сприяти вирішенню екологічних проблем, пов'язаних з викидом шкідливих речовин в атмосферу з димовими газами котельних установок.

З метою зниження капітальних витрат на будівництво магістральних трубопроводів атомні станції теплопостачання (АСТ) розташовуються поблизу районів житлової забудови, що обумовлює підвищені вимоги до їх безпеки. Таким вимогам в достатній мірі відповідає застосування в їх схемах водо-водяних реакторів.

АСТ працюють за триконтурною схемою (рис. 1.4), що включає такі контури: основний, проміжний і мережний. Для запобігання протіканню проміжного теплоносія в мережну воду, що спрямовується споживачеві, на атомних станціях теплопостачання тиск в проміжному контурі нижчий, ніж в мережному. Наприклад, тиск в проміжному і мережному контурах АСТ-500, що має теплову потужність 500 МВт, складає відповідно 1,2 і 1,6 МПа. У першому контурі АСТ застосовується природна циркуляція теплоносія, що істотно підвищує надійність системи охолодження активної зони реактора за рахунок виключення з схеми циркуляційних насосів і пов'язаних з їх відмовами аварійних ситуацій.

Для забезпечення додаткової безпеки основний корпус реактора АСТ поміщають в зовнішню міцну оболонку (контейнмент). Зовнішня оболонка розраховується на всі зусилля, які виникають при розриві основного корпусу. Вона забезпечує утримання теплоносія, що розливається в цьому випадку, і виключає викид радіоактивності в навколишнє середовище.

Проміжний контур АСТ виконується некиплячим з примусовою циркуляцією. У його склад входять системи газової компенсації, очищення і підживлення проміжного теплоносія, аварійного відведення теплоти.

1.4.4. Схеми АЕС і енерготехнологічних установок з високотемпературними газоохолоджуваними реакторами

Перспективним напрямом розвитку атомної енергетики є створення високотемпературних реакторів з газовим охолодженням. У таких енергетичних реакторах можна досягти температури понад 1000 °С. Завдяки

високим температурам газового теплоносія в першому контурі для вироблення електроенергії на АЕС можуть бути використані парові турбіни, розраховані на надкритичні початкові параметри пари (тиск – 17÷24 МПа; температура – 530÷580 °С). Коефіцієнт корисної дії (ККД) сучасних енергоблоків АЕС з такими турбінами складає 40÷43 %.

Застосування високотемпературних реакторів з газовим охолодженням вельми ефективно в енерготехнологічних установках, що використовуються для виробництва електроенергії і теплоти в енергоємних процесах хімічної і металургійної промисловості. Наприклад, дослідно-промислова енерготехнологічна установка ВГ-400, що має теплову потужність 400 МВт, призначена для комбінованого вироблення теплоти і електроенергії в хімічному виробництві. Відповідно до конструктивної схеми цієї установки газовий (гелієвий) теплоносій першого контуру, що виходить з реактора з температурою 950 °С, віддає 360 МВт теплоти теплоносію проміжного контуру у високотемпературному теплообміннику, охолоджуючись при цьому до 750 °С, а потім прямує в парогенератор, після якого з температурою 350 °С повертається в реактор. Теплоносій проміжного контуру передає теплоту в хіміко-технологічну частину виробництва, а пара з парогенератора прямує в турбоустановку для вироблення електроенергії.

Можливе також застосування високотемпературних газоохолоджуваних реакторів в схемах АЕС, що використовують газотурбінний цикл.

1.4.5. Схеми АЕС з водо-водяними реакторами

Серед великої кількості добре технічно розроблених і економічно ефективних типів реакторів для АЕС найбільшого поширення набули ті, що застосовуються у вітчизняній атомній енергетиці. Це водо-водяні енергетичні реактори ВВЕР і їх зарубіжні аналоги – реактори з водою під тиском PWR (pressurized water reactors). За конструктивною ознакою ці реактори належать до корпусних реакторів, за величиною енергії нейтронів, що викликають поділ ядер, – до реакторів на теплових нейтронах, за видом сповільнювача нейтронів і за видом теплоносія – до реакторів з легкою водою H_2O , тобто вода в них є одночасно і сповільнювачем, і теплоносієм. Як паливо в цих реакторах зазвичай використовується низькозбагачений (до 2÷5 %) діоксид урану UO_2 .

На сучасних АЕС з ВВЕР (PWR) застосовуються двоконтурні схеми (рис. 1.3), в другому контурі яких як робоча речовина використовується насичена або слабо перегріта пара з тиском $4,4 \div 6,0$ МПа. У теплових схемах турбоустановок цих АЕС передбачено сепарацію і проміжний паровий перегрів пари після циліндра високого тиску турбіни.

До складу першого контура АЕС з ВВЕР окрім реактора, парогенератора, головного циркуляційного насоса, трубопроводів і замкових засувок входять ще і такі системи:

- система компенсації тиску теплоносія, необхідна для вирівнювання коливань тиску в контурі, що виникають внаслідок теплового розширення;
- система підживлення контура, що забезпечує подачу підживлюючої води в контур для підтримки необхідного рівня теплоносія;
- система очищення теплоносія, призначена для забезпечення необхідної чистоти теплоносія і його дегазації;
- система аварійного охолодження активної зони реактора CAOЗ, призначена для забезпечення розхолодження реактора при аваріях, пов'язаних з розривом трубопроводів першого і другого контурів;
- системи контролю, управління і захисту.

Система аварійного охолодження активної зони реакторів ВВЕР складається з двох вузлів: пасивного і активного. Пасивний вузол призначений для первинного швидкого заливання активної зони реактора водою, в яку додана борна кислота, у разі розриву трубопроводів першого контуру. В нього входять спеціальні ємкості CAOЗ, з'єднані трубопроводами з корпусом реактора. Активний вузол складається з двох незалежних контурів: аварійного розхолодження і аварійного уприскування бору. Контур аварійного розхолодження призначений для охолодження реактора водою з борною кислотою після спрацьовування пасивного вузла. Крім того, цей контур використовується для планового розхолодження реактора за схемою: реактор \rightarrow теплообмінник розхолодження \rightarrow насос \rightarrow реактор. Контур аварійного уприскування бору призначений для підтримки підкритичності активної зони реактора при аварійному розхолодженні.

За допомогою систем контролю, управління і захисту здійснюються технічний контроль параметрів функціонального стану устаткування і трубопроводів, автоматизоване управління технологічними процесами і захист устаткування від пошкоджень.

Водо-водяні енергетичні реактори набули найбільшого поширення у всьому світі. В Україні у цей час реактори ВВЕР-440 працюють на двох енергоблоках Рівненської АЕС (кожен з двома турбоустановками типу К-220-44, що мають електричну потужність 220 МВт), реактори ВВЕР-1000 працюють на шести енергоблоках Запорізької АЕС, трьох енергоблоках Південно-Української АЕС, двох енергоблоках Рівненської АЕС і двох енергоблоках Хмельницької АЕС (кожен з турбоустановкою типу К-1000-60/1500 або К-1000-60/3000, які мають електричну потужність 1000 МВт).

Основні технічні характеристики енергоблоків АЕС з реакторами ВВЕР-440 і ВВЕР-1000 на номінальному режимі роботи наведено в табл. 1.5.

З часу пуску першого промислового водо-водяного енергетичного реактора ВВЕР на Нововоронезькій АЕС (Росія) в кінці 1964 р. відбувається постійне вдосконалення цих реакторів шляхом підвищення їх одиничної потужності, надійності, безпеки і поліпшення теплофізичних характеристик.

Т а б л и ц я 1.5

Основні технічні характеристики енергоблоків АЕС з ВВЕР

Характеристика	ВВЕР-440	ВВЕР-1000
Електрична потужність енергоблоку, МВт	440	1000
Теплова потужність реактора, МВт	1375	3230
ККД енергоблоку, %	32	33
Тиск теплоносія в першому контурі, МПа	12,5	16,0
Тиск пари перед турбіною, МПа	4,4	6,0
Кількість петель в реакторі	6	4
Витрата теплоносія через реактор, м ³ /г	39000	80000
Температура теплоносія на вході в реактор, °С	269	289
Середній нагрів теплоносія в реакторі, °С	31	33
Середня енергонапруженість активної зони, МВт/м ³	83	111
Внутрішній діаметр корпусу реактора, мм	3560	4070
Характеристики активної зони реактора:		
еквівалентний діаметр, м	2,88	3,12
висота, м	2,50	3,55
кількість паливних касет	349	151
діаметр твела, мм	9,9	9,1
кількість стрижнів твелів в касеті	126	317
завантаження ядерного палива, т	42	75
середня глибина вигорання, МВт·доб/т U	28600	40000

Глава 2

ТЕПЛОНОСІЇ ЯДЕРНИХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ УСТАНОВОК

Теплота, яка виділяється в активній зоні реакторів при поділі ядер важких елементів, відводиться за допомогою теплоносіїв. Як теплоносії в ядерних реакторах використовуються: звичайна вода (з кипінням і без кипіння в реакторі), важка вода, рідкі метали (натрій, калій, літій, свинець, вісмут і їх сплави, ртуть), рідкі органічні речовини (дифеніл, моноізопропіл-дифеніл і дифенільні суміші), гази (вуглекислий газ, гелій, повітря, дисоціюючі гази). Теплоносії ядерних енергетичних установок повинні мати такі специфічні характеристики:

- малу корозійну агресивність по відношенню до всіх матеріалів, вживаних в конструкціях реакторів і парогенераторів, і малу ерозійну дію на них;

- високу теплоємність;
- високу теплопровідність;
- малу в'язкість;
- високу температуру кипіння;
- низьку температуру плавлення (для рідкометалевих теплоносіїв);
- високу термостійкість;
- високу радіаційну стійкість;
- малий переріз поглинання нейтронів;
- малу наведену радіоактивність;
- вибухобезпечність, негорючість, нетоксичність.

Малі корозійна і ерозійна агресивності теплоносіїв підвищують надійність конструкцій устаткування ядерних енергетичних установок під час експлуатації і таким чином підвищують надійність роботи АЕС [1, 2].

Вимога високих значень теплотехнічних характеристик теплоносіїв обумовлена необхідністю сприйняття ними великих питомих теплових потоків в ядерних реакторах.

Високі радіаційна і температурна стійкості виключають появу в теплоносіях різного роду домішок, що змінюють властивості теплоносіїв.

2.1. Водні теплоносії

Водні теплоносії у вигляді звичайної води H_2O в основному застосовуються в реакторах на теплових нейтронах, причому вода в них використовується не тільки як теплоносії, але і як сповільнювач, оскільки вона має великий макроскопічний переріз поглинання теплових нейтронів Σ_a , який складає $6 \cdot 10^{-29} \text{ м}^2$. Проте високий тиск насиченої водяної пари, який швидко зростає із збільшенням температури, вимагає створення для потужних сучасних реакторів контурів циркуляції, розрахованих на високий тиск (до $17\div 20 \text{ МПа}$), що підвищує вартість ядерної енергетичної установки і ускладнює її експлуатацію [3].

Основною вимогою, яка ставиться до звичайної води як теплоносія, є її чистота. Тому при створенні ядерних енергетичних установок з водними теплоносіями організації водно-хімічного режиму, що забезпечує необхідну якість води, і дотриманню цього режиму під час експлуатації приділяється велика увага. Склад можливих домішок у водних теплоносіях при заповненні і підживленні контура визначається відповідними технічними нормами. Нормуються такі показники: значення рН; вміст кисню; солеміст (електропровідність); жорсткість; вміст хлоридів; вміст продуктів корозії. Вода для заповнення і підживлення контура циркуляції теплоносія готується методом глибокого хімічного знесолення за допомогою системи іонообмінних фільтрів. У процесі циркуляції в контурі вода очищається іонообмінними фільтрами або фільтрами з високотемпературними неорганічними сорбентами, що знаходяться в байпасних лініях контура.

Водневий показник рН – це логарифм концентрацій водневих іонів, узятий із зворотним знаком. Для нейтрального середовища $\text{pH} = 7$, для кислого середовища $\text{pH} < 7$, для лужного середовища $\text{pH} > 7$. Значення нормованого водневого показника водних теплоносіїв залежить від матеріалів, що застосовуються в конструкціях устаткування контура. За наявності в контурі конструкцій із сплавів алюмінію рН водних теплоносіїв знаходиться в діапазоні $4\div 6$, а за наявності конструкцій, виконаних з перлітних сталей, рН знаходиться в діапазоні $9\div 10$.

Кисень з водних теплоносіїв видаляється або в термічних деаераторах, або за допомогою електронно-іонообмінних фільтрів. Перед заповненням водою контур теплоносія продувається інертним газом. Для ви-

далення залишків кисню при заповненні контура у воду вводиться гідразин N_2H_4 , що зв'язує кисень. Необхідно відзначити, що із зростанням температури розчинність кисню у воді спочатку зменшується, досягаючи мінімуму при $100\text{ }^{\circ}\text{C}$, а по мірі подальшого збільшення температури вона зростає, особливо різко при температурі вище $300\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Солевміст води, що циркулює в контурі теплоносія, оцінюється за значенням її електропровідності. Чиста вода, що не містить ніяких сторонніх іонів, має електропровідність близько $0,05\text{ мкСм/см}$ при температурі $25\text{ }^{\circ}\text{C}$. В ядерних енергоустановках контур теплоносія зазвичай заповнюється і підживлюється водою з електропровідністю, що не перевищує 1 мкСм/см . Із зростанням температури електропровідність води зростає, досягаючи $3,2\text{ мкСм/см}$ при $235\text{ }^{\circ}\text{C}$, що сприяє інтенсифікації контактної корозії металів конструкцій устаткування контура. Присутність кисню, лугів металів, хлоридів і інших солей у воді збільшує її електропровідність і робить її агресивнішою по відношенню до конструкційних матеріалів.

Присутність у водних теплоносіях солей міді, магнію, кальцію, продуктів корозії заліза може призвести, у ряді випадків, до утворення накипу на поверхні твєлів, їх перегріву і виходу з ладу. Тому вміст цих речовин у водних теплоносіях строго контролюється і підтримується на мінімально допустимому рівні.

Основними джерелами газів у водних теплоносіях є: гази, розчинені у воді, яка надходить в контур при його заповненні і підживленні; процес радіолізу; процеси корозії з водневою деполяризацією; газ, що знаходиться в газових компенсаторах об'єму контура; уламки поділу ядер палива.

У активній зоні реактора у водному теплоносії перебігає процес радіолізу¹, що приводить до утворення в ньому кисню і водню.

У реакторах з водою під тиском в контурі циркуляції теплоносія (першому контурі двоконтурної АЕС) унаслідок радіолізу, а також процесів корозії і дозованої подачі аміаку NH_3 , під час експлуатації поступово накопичується водень до значень концентрації $25\div 50\text{ см}^3/\text{кг}$.

Такі значення концентрації водню пригнічують процес радіолізу, тому кисень у водних теплоносіях двоконтурних АЕС зазвичай відсутній. Якщо кисень потрапляє у водний теплоносії першого контура з піджив-

¹ Радіоліз – хімічне перетворення речовини під впливом іонізуючих випромінювань.

люючою водою, він витрачається в хімічних реакціях окислення в ході корозійних процесів металів конструкцій устаткування і в реакціях хімічної взаємодії з воднем.

У реакторах киплячого типу одноконтурних АЕС радіолізний водень відповідно до коефіцієнта розподілу¹ між водою і паром переходить, в основному, у пару і видаляється з пароводяного тракту в конденсаторах турбоустановки ежекторами. Таким чином, в киплячих реакторах унаслідок постійного видалення водню з пароводяного тракту радіоліз не пригнічується за рахунок концентрації водню і теплоносії, що одночасно є і робочою речовиною, завжди містить деяку кількість кисню. У енергоблоках одноконтурних АЕС вміст кисню в живильній воді складає $0,03 \div 0,3$ мг/кг, в пароводяній суміші – $6 \div 10$ мг/кг, в насиченій парі – $30 \div 40$ мг/кг. Придушення процесу радіолізу в киплячих реакторах здійснюється безперервною дозованою добавкою в живильну воду водню або аміаку. При введенні в живильну воду водню в кількості 160 мл/л вміст кисню в парі зменшується в $8 \div 10$ разів.

Водний теплоносій, що циркулює в контурі реактора, розчиняє газ, що знаходиться в компенсаторах об'єму контура, в кількостях, визначуваних відповідно до закону Генрі, за яким концентрація розчиненої речовини пропорційна його парціальному тиску над розчином. З компенсаторів об'єму газ переноситься у водний теплоносій дифузійно. При температурі, що дорівнює 90°C , коефіцієнт дифузії кисню близький до $8\text{--}10\text{ см}^2/\text{с}$. При зменшенні об'єму води в контурі теплоносія в нього надходить вода з компенсаторів, яка насичена газом. Якщо врахувати водень, що знаходиться в хімічному складі теплоносія, то сумарний вміст газів в ньому може досягати декількох сотень кубічних сантиметрів на літр. Присутність такої великої кількості розчиненого газу в теплоносії обумовлює особливі вимоги до конструкцій і режимів роботи циркуляційних насосів контура.

Тиск газу в компенсаторах об'єму контура досягає 15 МПа, тому навіть при малому об'ємному вмісті кисню в газі, який становить близько 0,1 %, його парціальний тиск досягає 0,015 МПа, що приводить до достатньо високої концентрації кисню у водному теплоносії. Цей чинник істотно впливає на корозійну стійкість конструкційних матеріалів.

¹ Коефіцієнт розподілу – відношення концентрації домішки в рідкій і газовій фазах речовини, що знаходяться в рівновазі.

Агресивність води разом з іншими її властивостями може істотно мінятися в різних місцях і ділянках контура теплоносія залежно від концентрації в них домішок, що містяться у воді. Таке явище, наприклад, спостерігається в щілинах зварних з'єднань каналів реакторів киплячого типу. Усередині каналів рухається насичена пароводяна суміш з температурою 327 °С. Температура зовнішніх поверхонь каналів складає 380 °С. За рахунок теплових потоків від зовнішніх стінок каналів до внутрішніх вода, яка знаходиться в щілинах зварних з'єднань, випаровується. В цьому випадку тиск пари в щілинах перевищує тиск пароводяної суміші в каналі, тому пара виходить з щілин доти, поки тиск в щілинах і в каналі не зрівняються. Пара, що залишилася в щілинах, перегрівається. Оскільки в каналі відбувається процес випаровування, тиск в ньому не залишається строго постійним, а коливається біля середнього значення, часом перевищуючи тиск в щілинах. При цьому в зварні щілини надходять все нові порції води, і процес її випаровування в щілинах відбувається безперервно. Відповідно до коефіцієнта розподілу рівноважна концентрація хлоридів у воді значно вища (до 10000 разів), ніж в насиченій парі. Тому в щілинах зварних з'єднань каналів відбувається поступове збільшення концентрації хлоридів і, не дивлячись на їх відносно низький вміст в пароводяній суміші каналу ($2,5 \cdot 10^{-6} \%$), утворення сильно концентрованого хлорного розчину, що містить при температурі 380 °С і тиску 13÷15 МПа 42 % хлоридів, викликає корозію металів зварних з'єднань [4, 5].

Необхідно відзначити, що збільшення концентрації хлоридів відбувається також в зоні випаровування живильної води в парогенераторах енергоблоків двоконтурних АЕС з ВВЕР, що генерують пару з тиском 4,4÷6,0 МПа. При цих значеннях тиску розчинність хлоридів в насиченій парі мала, тому практично всі хлориди, які приносяться живильною водою, залишаються в зоні випаровування парогенераторів, безперервно збільшуючи свою концентрацію.

Підвищення концентрації хлоридів призводить до руйнування конструкційних сталей, з яких виготовлені вузли і елементи реакторних і парогенераторів установок, у вигляді корозійного розтріскування.

При випаровуванні води в щілинах конструкцій устаткування контура циркуляції теплоносія, наприклад, в місцях вальцювання трубних дощок парогенераторів, може зростати також концентрація гідрооксиду натрію NaOH, що може призвести до розвитку лужної крихкості і подальшого руйнування металів. З метою попередження цього явища здій-

снюється добавка леткого луку гідрооксиду амонію $\text{NH}_3 \cdot \text{H}_2\text{O}$ у водні теплоносії. В цьому випадку в процесі випаровування води в щілинах конструкцій збільшується концентрація гідрооксиду амонію і відбувається його розкладання на воду H_2O і газоподібний аміак NH_3 , що перешкоджає збільшенню концентрації гідрооксиду натрію. Слід зазначити, що гідрооксид амонію – слабкий луг. Константа його дисоціації за нормальних умов дорівнює $1,8 \cdot 10^{-5}$ і зменшується із зростанням температури.

Важка вода D_2O також ефективно застосовується в ядерних реакторах на теплових нейтронах як теплоносій, оскільки вона, як вже наголошувалося, має найбільший коефіцієнт уповільнення теплових нейтронів, хоча в порівнянні із звичайною водою D_2O володіє декілька гіршою здатністю уповільнювати швидкі нейтрони. Теплофізичні властивості звичайної і важкої води наведено в табл. 2.1.

Т а б л и ц я 2.1

Теплофізичні властивості звичайної і важкої води

Властивості	H_2O	D_2O
Відносна молекулярна маса, г/моль	18,016	20,029
Густина при 20°C, г/см ³	0,998	1,106
Температура максимальної густини, °C	3,98	11,21
Температура плавлення при нормальному тиску, °C	0	3,82
Температура кипіння при нормальному тиску, °C	100	101,43
Критична температура, °C	374,15	371,5
Критичний тиск, МПа	22,565	22,280
Критична густина, г/см ³	0,308	0,340
Теплота плавлення, кДж/кг	331,9	317,1
Теплота паротворення, кДж/кг	2253	2067
Теплоємність при 20°C, кДж/(кг·K)	4,18	4,196

Вміст важкої води в звичайній воді складає 0,017 %, що приблизно відповідає вмісту однієї молекули D_2O в 7000 молекулах H_2O . Для отримання важкої води найбільш широке промислове застосування отримали три способи: електроліз, дистиляція і хімічний обмін. Присутність звичайної води у важкій воді погіршує її властивості як сповільнювача теплових нейтронів. Проте висока вартість виробництва чистої важкої води примушує використовувати в ядерних реакторах на теплових нейтронах

дешевшу, але менш чистішу важку воду, що містить близько 10 % звичайної води як домішки. Розчинність різних солей у важкій воді приблизно на 10 % менша, ніж у звичайній.

У процесі експлуатації АЕС наведена радіоактивність водних теплоносіїв збільшується, оскільки стають радіоактивними атоми кисню, що належить H_2O або D_2O . У теплоносії переходять радіоактивні продукти поділу ядер палива і радіоізотопи, що утворюються в конструкційних матеріалах устаткування активної зони реактора. Крім того, в теплоносії переходять радіоактивні продукти корозії конструкційних матеріалів устаткування активної зони реактора і матеріалів устаткування, що знаходиться поза активною зоною.

При проходженні водних теплоносіїв через активну зону реактора під дією теплових нейтронів утворюється радіоізоотоп кисню ^{19}O внаслідок реакції $^{18}\text{O}(n, \gamma) \rightarrow ^{19}\text{O}$, який дає жорстке γ -випромінювання. Це випромінювання або, інакше кажучи, киснева активність, визначає рівень радіаційного випромінювання теплоносіїв в трубопроводах контура працюючого реактора і, значною мірою, вимоги до його біологічного захисту. Період напіврозпаду ^{19}O складає 26,91 с. Тому після зупинки реактора киснева активність теплоносія досить швидко знижується і радіоактивність контура в цьому випадку визначається уламками поділу ядер палива і радіоактивними продуктами корозії. Частка ізотопу ^{18}O в звичайній воді дорівнює 0,002 % [6].

Під дією швидких нейтронів в активній зоні реактора перебігають реакції $^{16}\text{O}(n, p) \rightarrow ^{16}\text{N}$ і $^{17}\text{O}(n, p) \rightarrow ^{17}\text{N}$. Період напіврозпаду радіоізоотопу азоту ^{16}N складає 7,11 с, ^{17}N – 4,17 с. Ці нукліди вступають в реакцію з киснем, утворюючи нітрати і нітрیتی, і з воднем, утворюючи аміак. В одноконтурних АЕС з реакторами киплячого типу ці сполуки разом з парою потрапляють в проточну частину турбіни, збільшуючи рівень радіаційного фону в машинному залі електростанції.

Осколкова радіоактивність водних теплоносіїв виникає у тому випадку, коли при порушенні суцільності оболонок твєлів унаслідок технологічних дефектів в металі і зварних швах уламки поділу ядер палива і само паливо потрапляють у воду. При цьому частина уламків поділу скупчується під оболонками твєлів. У процесі поділу ядер палива і їх подальшого розпаду утворюється більше 250 радіонуклідів, з них 33 є інертними або леткими газами. На осколкову радіоактивність водних теплоносіїв, в основному, впливають радіонукліди ксенону Хе, брому Br,

криптону Kr, йоду I. При значних пошкодженнях оболонок твелів і достатньо обширному контакті ядерного палива з водними теплоносіями в них також виявляються радіонукліди молібдену Mo, стронцію Sr, барію Ba, лантану La, цирконію Zr, ніобію Nb і урану U. Найбільший вплив на осколкову радіоактивність водних теплоносіїв при пошкодженні оболонок твелів робить ^{133}Xe з періодом напіврозпаду 5,245 діб.

У двоконтурних АЕС радіоактивне забруднення водних теплоносіїв за рахунок попадання в них радіоактивних продуктів корозії відбувається, більшою мірою, через опромінені продукти корозії матеріалів устаткування активної зони реактора, і, у меншій мірі, через опромінені продукти корозії матеріалів устаткування, що знаходиться поза активною зоною [7]. Радіоактивне забруднення водних теплоносіїв за рахунок опромінених в активній зоні реактора продуктів корозії визначається, в основному, наявністю в них радіонуклідів хрому ^{51}Cr , марганцю ^{56}Mn і ^{64}Mn , кобальту ^{58}Co і ^{60}Co , заліза ^{69}Fe . В одноконтурних АЕС з киплячими реакторами унаслідок застосування мідних сплавів як конструкційних матеріалів в конденсаторах і підігрівниках живильної води турбоустановок на радіоактивне забруднення водних теплоносіїв за рахунок опромінених продуктів корозії впливають ще і радіонукліди міді і цинку.

Радіоактивні продукти корозії розносяться водними теплоносіями по всьому контуру і відкладаються на різних поверхнях устаткування, у тому числі і на поверхнях твелів, а також скупчуються в застійних зонах контура. Ці процеси приводять до підвищення радіоактивності устаткування контура, а отже, і до утруднення його обслуговування і ремонту. Наприклад, за даними досліджень, проведених в США, рівень γ -випромінювання трубок водо-водяного реактора типу PWR через добу після його зупинки в середньому складав $(1,55 \div 1,80) \cdot 10^{-5}$ Кл/(кг·год), а на окремих ділянках він досягав $6,45 \cdot 10^{-4}$ Кл/(кг·год), що було пов'язане з локальним накопиченням радіоактивних продуктів корозії на цих ділянках. За даними цих же досліджень, після двох років роботи реактора типу PWR відразу після його зупинки 50 % радіоактивності трубок було обумовлено наявністю на їх поверхні радіонуклідів заліза ^{69}Fe і марганцю ^{56}Mn і ^{64}Mn , а приблизно 80 % довгоживучої радіоактивності, тобто радіоактивності, що була присутня через декілька місяців після зупинки реактора, було обумовлено накопиченням на поверхні трубок радіонуклідів кобальту ^{58}Co і ^{60}Co .

2.2. Рідкометалеві теплоносії

Рідкі метали як теплоносії використовуються як в реакторах на швидких, так і в реакторах на теплових нейтронах. Вони мають ряд переваг у порівнянні з водою. У рідких металів відсутня властива воді залежність зміни температури кипіння від тиску, що дозволяє створювати високотемпературні контури рідкометалевих теплоносіїв при відносно низьких значеннях тиску в них ($1,5 \div 2,0$ МПа). Радіаційне опромінювання не викликає в рідких металах явищ, подібних до радіолізу води. Рідкометалеві теплоносії мають малий тиск насиченої пари і високі термічну і радіаційну стійкості, що також вигідно відрізняє їх від водних і інших видів теплоносіїв.

Істотним недоліком рідких металів є їх мала в порівнянні з водою об'ємна теплоємність. Ще одним недоліком рідких металів (окрім ртуті і натрій-калієвих сплавів) є їх фазове перетворення на твердий стан при температурі навколишнього середовища в технологічних приміщеннях АЕС ($18 \div 20$ °С). Це вимагає створення спеціальної системи підігріву металів, використовуваних як теплоносії, що істотно ускладнює конструкції і теплові схеми АЕС, а також режими їх експлуатації.

Рідкометалеві теплоносії мають достатньо високу теплопровідність, в $10 \div 100$ разів більшу, ніж у води, що забезпечує інтенсивніший в порівнянні з водою тепловідвід від твєлів. Це особливо важливо для реакторів на швидких нейтронах, в яких щільність теплового потоку на поверхнях твєлів досягає $2,5 \cdot 10^6$ Вт/(м²·с).

Деякі теплофізичні і ядерні властивості рідких металів наведено в табл. 2.2.

Найменший переріз поглинання теплових нейтронів мають вісмут Ві, свинець Рb, натрій Na і калій К, тому вони найбільш придатні як теплоносії для реакторів на теплових нейтронах. Для реакторів на швидких нейтронах найбільш перспективними теплоносіями є ртуть Hg і літій Li.

При опромінюванні нейтронами в рідкометалевих теплоносіях утворюються радіонукліди, погіршуючи радіаційну обстановку в контурі. З погляду наведеної радіоактивності найбільш несприятливі властивості мають натрій Na і калій К. Перший дає радіонуклід ²⁴Na з середньою енергією γ-випромінювання, що дорівнює 2,07 MeV ($3,31 \cdot 10^{-13}$ Дж), другий – ³⁸K з середньою енергією γ-випромінювання, що дорівнює 2,16 MeV

($3,46 \cdot 10^{-13}$ Дж). Рівень наведеної радіоактивності за рахунок ^{24}Na в реакторах з натрієвими теплоносіями в середньому складає $3,7 \cdot 10^{14} \div 3,7 \cdot 10^{17}$ Бк. Оскільки період напіврозпаду ^{24}Na відносно невеликий, то після зупинок реакторів рівень наведеної радіоактивності швидко знижується.

Т а б л и ц я 2.2

Теплофізичні і ядерні властивості рідких металів

Властивість	Bi	Pb	Li	Hg	K	Na	Na-44% K
Температура плавлення, °С	270	327	180,5	-38,8	63,7	97,8	19
Температура кипіння, °С	1477	1737	1336	357	760	883	825
Питома масова теплоємність при 400 °С, кДж/(кг·К)	0,1481	0,1473	4,3263	0,1377	0,764	1,278	1,0510
Густина при температурі плавлення, кг/см ³	10	10,7	0,61	13,7	0,82	0,93	0,89
Теплопровідність при 400 °С, Вт/(м·К)	15,57	15,22	47,77	12,60	39,80	71,19	26,84
Переріз поглинання теплових нейтронів, 10^{28} м^2	0,034	0,17	71	374	1,97	0,52	0,96

При контакті металів, з яких виготовлено устаткування контура, з рідкометалевими теплоносіями виникають такі види корозії: розчинення металів в розплаві теплоносія, зокрема селективне розчинення окремих компонентів сплавів металів; перенесення маси металів по тракту теплоносія; міжкристалічна корозія металів.

Процес розчинення твердих металів конструкцій устаткування контура в рідкометалевому теплоносії (розплаві) складається з двох стадій. На першій стадії відбувається розрив зв'язків атомів в кристалічних ґратах твердих металів конструкцій і утворення нових зв'язків з атомами рідкометалевого теплоносія або з атомами його домішок. На другій стадії розчинені атоми твердих металів конструкцій дифундують крізь прикор-

донний шар в об'єм рідкометалевого теплоносія. Розчинення твердих металів конструкцій супроводжується одночасно зворотною реакцією – виділенням розчинених атомів з рідкометалевого теплоносія. При рівності швидкостей обох реакцій настає насичення рідкометалевого теплоносія розчиненими атомами твердих металів конструкцій. У розплавах рідкометалевих теплоносіїв розчинність твердих металів конструкцій збільшується у міру зменшення різниці в значеннях атомних вагів цих металів і металу теплоносія. Деформація конструкцій устаткування, унаслідок якої змінюється енергетичний стан атомів твердих металів, також збільшує швидкість їх розчинення в розплаві теплоносія.

Якщо конструкції устаткування виготовлені із сплавів металів, можливе селективне розчинення в розплаві теплоносія їх окремих компонентів. У результаті переважного переходу більш легкорозчинних компонентів твердих сплавів в рідкометалевий теплоносій на поверхні сплавів утворюється шар, збіднений цим компонентом, що може привести до фазових перетворень в сплавах. Так, наприклад, унаслідок селективного розчинення в натрієвому теплоносії нікелю, що входить до складу легованих сталей, спостерігається перетворення заліза в сталі з аустеніту у ферит.

Перенесення маси твердих металів по тракту рідкометалевого теплоносія відбувається в конструкціях, окремі ділянки яких знаходяться в різних температурних зонах. У зонах із зниженою температурою відбувається зменшення розчинності елементів в рідкометалевому розплаві, унаслідок чого розплав стає пересиченим і в ньому відбувається виділення кристалів розчинених елементів. Частина кристалів, що випали, залишається в зонах із зниженою температурою, осідаючи на поверхні тракту цих ділянок конструкцій, а інша частина разом з потоком рідкого металу потрапляє в зони з підвищеною температурою. У цих зонах розчинення твердих металів конструкцій інтенсифікується, оскільки концентрація рідкометалевого розплаву знижується через підвищення температури. Це приводить до збільшення кількості маси твердих металів, які потрапляють в теплоносій. Після чергового попадання теплоносія в зони із зниженою температурою описаний процес повторюється і, таким чином, відбувається перенесення маси твердих металів по тракту теплоносія із зон конструкцій з підвищеною температурою в зони із зниженою температурою. Це перенесення маси твердих металів збільшується в тих випадках, коли поверхні холодних зон істотно більші від поверхонь гарячих зон.

У ряді випадків такий процес може привести до утворення пробок в трак-ті теплоносія. Дослідження показали, що для конструкційної аустенітної хромо-нікелевої нержавіючої сталі марки X18H10T швидкість корозії в літєвому теплоносії в результаті перенесення маси цієї сталі із зон з тем-пературою 580 °C у зони з температурою 170 °C при швидкості потоку теплоносія 0,15 м/с складає близько 0,1 г/(м²·рік). Для перлітових низько-легованих сталей це значення може бути на порядок більше.

Перенесення маси конструкційних матеріалів відбувається і в ізотер-мічних умовах. При розчиненні одного конструкційного сплаву в рідко-металевий теплоносії переходять легуючі елементи, які переносяться розплавом до іншого конструкційного металу або сплаву. Найбільш по-ширеним є перенесення вуглецю із сталей, що містять менш сильні кар-бідоутворювальні елементи, до сталей з сильнішими карбідоутворюваль-ними елементами, а також перенесення кисню і азоту від одного металу до іншого.

Міжкристалічна корозія твердих металів конструкцій устаткування контура обумовлена вищим рівнем потенційної енергії атомів на межі зерен металів в порівнянні з атомами усередині зерен. Внаслідок цього енергія активації атомів на межі зерен менша, а вірогідність переходу їх в рідкометалевий теплоносії і, отже, швидкість розчинення в ньому більша. Тому фронт корозії твердих металів конструкцій заглиблюється по межах зерен металів.

Змочування рідкометалевими теплоносіями твердих металів конструк-цій навіть за відсутності корозійних дій істотно позначається на механіч-них характеристиках твердих металів. Високопластичні метали, здатні подовжуватися на сотні відсотків, в результаті впливу рідкометалевих теплоносіїв стають крихкими. Змінюються їх тривала міцність і опір втом-леності. Цей ефект пов'язаний з адсорбційним впливом рідкометалевого середовища. Рідкий метал проникає по лініях дислокацій, що утворюються на ранніх стадіях деформації твердого металу. Адсорбовані рідкі метали зменшують енергетичний бар'єр, що перешкоджає виходу дислокацій на поверхню, і зменшують міцність твердого металу конструкцій.

Існує ряд способів для зниження швидкості корозії металів конструк-цій в рідкометалевих теплоносіях. Зокрема, ізотермічне розчинення того або іншого металу конструкцій може бути істотно знижене шляхом попе-реднього насичення розплаву рідкометалевого теплоносія цим металом.

Так, введення в евтектику Pb-Bi, яка створює рідкометалевий теплоносіє, легкорозчинного компонента Ni в кількості 0,6 % від загальної маси теплоносія знижує швидкість корозії сталі марки X18H10T при температурі 600 °C з 1,4 до 0,3 мм/рік.

У тих випадках, коли рідкометалеві теплоносії не відновлюють оксиди твердих металів конструкцій, створення на поверхні останніх окисного шару уповільнює їх розчинення, оскільки атоми металів, що розчиняються, можуть досягти рідкометалевого розплаву, лише пройшовши крізь окисний шар.

Окисні шари знижують і перенесення маси твердих металів. Так, у разі застосування свинцево-вісмутового рідкометалевого теплоносія для конструкцій, виготовлених із сталі марки X18H10T, при температурі їх гарячих зон 800 °C і температурі холодних зон 500 °C час до закупорки контура теплоносія збільшується в п'ять разів після створення на поверхні сталі окисного шару завтовшки 10^{-4} мм.

Покриття поверхонь конструкцій металами, мало розчинними в рідкометалевих розплавах, також знижують швидкість корозії металів, яким надається захист.

Азотування поверхонь деяких твердих металів і сплавів теж знижує швидкість їх корозії, наприклад, швидкість корозії титану і його сплавів в ртутному теплоносії.

Забруднення лужних рідкометалевих теплоносіїв киснем інтенсифікує корозійні процеси твердих металів конструкцій. Тому в реакторах ядерних енергетичних установок з лужними рідкометалевими теплоносіями проводиться їх очищення від кисню, яке здійснюється в так званих «холодних» пастках. Відомо, що із зниженням температури рідкого металу розчинність кисню в ньому зменшується і оксиди рідкого металу випадають в осад. Тому частину лужного рідкометалевого теплоносія, що циркулює в контурі, пропускають через спеціальний пристрій (пастку), де температура близька до температури плавлення рідкого металу теплоносія. Там оксиди осідають на сталевій стружці, якою заповнена пастка. В результаті такого способу очищення лужних рідкометалевих теплоносіїв від кисню концентрація O_2 в них знижується до 0,005 %.

Для захисту від корозії металів конструкцій устаткування контура в рідкометалеві теплоносії вводяться також елементи, що енергійно взаємодіють з киснем. Ці елементи називаються інгібіторами. Захисна дія

інгібіторів в розплавах теплоносіїв заснована на зв'язуванні ними кисню або утворенні захисних шарів на поверхні металів конструкцій. Інгібітори повинні володіти малим перерізом поглинання нейтронів, добре розчинятися в рідкометалевих теплоносіях і мати малу наведену радіоактивність в результаті радіаційного опромінювання.

Розглянемо властивості деяких металів, які застосовуються як рідкометалеві теплоносії.

● **Натрій (Na).** Твердий натрій має сріблясто-білий колір, добре видимий на свіжому розрізі. Натрій є реакційно-здатним елементом. При температурі навколишнього середовища 18 ± 20 °C він взаємодіє з киснем, але реакція взаємодії швидко припиняється через утворення на поверхні металу окисної плівки. Присутність в повітрі вологи інтенсифікує процес окислення натрію. До температури 400 °C натрій не взаємодіє з азотом, а до температури 600 °C не взаємодіє з вуглекислим газом. Натрій відновлює оксиди більшості металів, утворюючи при цьому або чисті метали, або сплави з ними.

Порівняно низька температура плавлення (97,8 °C), задовільні теплопередавальні властивості, відносно низькі енергетичні витрати, необхідні для забезпечення циркуляції його розплаву в контурі, дають натрію деякі переваги перед іншими рідкометалевими теплоносіями.

Менш сприятливі його хімічні властивості. Натрій вельми енергійно взаємодіє з водою. В результаті реакції натрію з водою виділяється значна кількість теплоти і газоподібного водню. Тому у разі великої поверхні розгерметизації першого контура внаслідок аварії реактора при зіткненні натрієвого теплоносія з живильною водою другого контура може відбутися вибух.

Натрій хімічно взаємодіє і з металами конструкцій устаткування контура, викликаючи їх корозію. Швидкість корозії аустенітних хромонікелевих нержавіючих сталей класу марки X18H10T при контакті з натрієвим теплоносієм в діапазоні температур 500÷700 °C менша, ніж інших хромових нержавіючих сталей. Аустенітні хромонікелеві нержавіючі сталі і їх зварні з'єднання при вмісті кисню в натрієвому теплоносії до 0,005 % зберігають корозійну стійкість до температури 700 °C. Збільшення вмісту кисню приводить до зростання швидкості корозії сталей. Гранично допустима концентрація кисню в натрієвому теплоносії з погляду забезпечення корозійної стійкості конструкційних матеріалів устаткування

ня у вигляді аустенітних хромонікелевих нержавіючих і хромових сталей складає 0,01 %.

Цирконій і його сплави більш чутливі з погляду корозійної стійкості до забруднення натрієвого теплоносія киснем, ніж нержавіючі стали. Тому допустима концентрація кисню в натрієвому теплоносії у разі застосування цирконієвих сплавів як конструкційних матеріалів устаткування складає 0,001 %.

З ураном натрій в реакцію практично не вступає.

● **Калій (К).** Основна перевага калію перед натрієм як теплоносієм полягає в його нижчій температурі плавлення ($63,7^{\circ}\text{C}$). Теплофізичні властивості калію і натрію вельми схожі, проте калій більш реакційно-здатний елемент, ніж натрій. На повітрі калій енергійно взаємодіє з киснем і водою, а при високих температурах (більше 400°C) – з воднем і вуглекислим газом. Азот не взаємодіє з калієм і тому може застосовуватися для створення захисної атмосфери навколо калію. Корозійна дія калієвого теплоносія на метали конструкцій устаткування контура аналогічна дії на них натрієвого теплоносія.

Сплави натрію і калію, що містять 40÷90 % останнього, переходять в рідкий фазовий стан при температурі навколишнього середовища в технологічних приміщеннях АЕС ($18\div 20^{\circ}\text{C}$). Це усуває необхідність застосування в конструкціях реакторів, в яких використовуються натрій-калієві теплоносії, спеціальних систем підігріву для виготовлення їх розплаву перед пуском реакторів. Мінімальну температуру плавлення ($11,5^{\circ}\text{C}$) має евтектичний натрій-калієвий сплав, що містить 77,2 % калію. Фізичні властивості цієї евтектики близькі до аналогічних властивостей натрію і калію.

● **Літій (Li).** Літій як теплоносій з погляду теплофізичних характеристик має ряд переваг перед натрієм і калієм. Зокрема, він має кращі теплопередавальні властивості і більшу об'ємну теплоємність (особливо при температурі більше 500°C). Проте ядерні властивості літію гірші, ніж у натрію і калію, оскільки природний літій містить 7,4 % стабільного нукліда ${}^6\text{Li}$, який є сильним поглиначем теплових нейтронів.

Твердий літій має сріблясто-білий колір, швидко блякне на повітрі і покривається темно-коричневими продуктами корозії. Літій – найлегший на Землі метал. За хімічними властивостями він ближчий до лужноземельних металів. При температурі навколишнього середовища $18\div 20^{\circ}\text{C}$ він поволі вступає в реакцію з киснем, азотом, воднем, вуглекислим газом,

що містяться в повітрі, а у вологій атмосфері швидко окислюється, утворюючи гідроокис літію. Чистий літій запалюється на повітрі при температурі 640 °С. Літій хімічно взаємодіє з водою менш енергійно, ніж натрій або калій. Оскільки літій взаємодіє з киснем, азотом, воднем і вуглекислим газом, то інертні гази, вживані в контурах реакторів для оберігання від окислення літієвих теплоносіїв, мають бути очищені від кисню, азоту і водяної пари.

Літій є значно корозійно-агресивнішим елементом по відношенню до металів конструкцій устаткування, ніж натрій або калій. При температурах до 700 °С достатню корозійну стійкість при контакті з літієвим теплоносієм мають нержавіючі сталі з низьким вмістом вуглецю. До температури 900 °С корозійностійкими при контакті з літієвим теплоносієм є молібден, вольфрам, ніобій, тантал. Присутність в літієвому теплоносії азоту збільшує швидкість корозії нержавіючих сталей, хрому, нікелю, ніобію, титану.

● **Свинець (Pb) і вісмут (Bi).** Чисті свинець і вісмут як рідкометалеві теплоносії застосовуються достатньо рідко, а значно частіше застосовується їх евтектика, що містить 44,5 % Pb і 55,5 % Bi. Температура плавлення цього сплаву складає 125 °С. Його теплофізичні властивості близькі до середніх значень теплофізичних властивостей чистих свинцю і вісмуту, за винятком теплопровідності, яка значно вище. Хімічні властивості цього сплаву також близькі до аналогічних властивостей його компонентів.

Конструкційні аустенітні хромонікелеві нержавіючі сталі класу марки X18N10T володіють достатньою корозійною стійкістю при контакті з евтектикою Pb-Bi до температури 500÷550 °С. При вищій температурі в процесі взаємодії цих сталей зі свинцево-вісмутковими теплоносіями відбувається селективне розчинення їх легуючого елемента – нікелю. Це сприяє перебігу процесу структурного перетворення заліза в сталях з аустеніту у ферит і викликає втрату міцності сталей. Попереднє насичення рідкометалевого теплоносія, що складається з евтектики Pb-Bi, нікелем у кількості 0,6 % від його загальної маси збільшує корозійну стійкість конструкційних аустенітних хромонікелевих нержавіючих сталей. Створення на поверхні цих сталей окисних шарів за рахунок окислення компонентів сталей або введення в свинцево-вісмутковий теплоносіє як інгібіторів кальцію і барію також знижує швидкість корозії сталей.

2.3. Рідкі органічні теплоносії

Рідкі органічні теплоносії, у якості яких в ядерних енергетичних установках можуть застосовуватися дифеніл, моноізопропілдіфеніл і дифенільні суміші, мають ряд переваг перед водними теплоносіями. Невеликий тиск пари органічних рідин сприяє спрощенню конструкції і експлуатації контурів реакторів. Унаслідок малої корозійної агресивності рідких органічних теплоносіїв в конструкціях устаткування реакторів можуть застосовуватися достатньо дешеві вуглецеві сталі. Малі значення наведеної радіоактивності рідких органічних теплоносіїв при опромінюванні в активній зоні реакторів дозволяють зменшити вимоги до біологічного захисту реакторів.

Основними недоліками рідких органічних теплоносіїв є їх термічна і радіаційна нестійкості.

Рідкі органічні теплоносії термічно стійкі до температури $320\div 400$ °С. При вищій температурі відбувається їх інтенсивне розкладання (піроліз) з утворенням газів (водню, метану і ін.) і високомолекулярних сполук, які мають високу температуру плавлення. Піроліз рідких органічних теплоносіїв при температурі більше 400 °С викликає різку зміну їх властивостей. Високомолекулярні продукти піролізу утворюють відкладення на твелах і таким чином погіршують процес теплообміну в активній зоні реакторів, що в результаті може призвести до руйнування твелів. У зв'язку з цим в конструкціях реакторів, в яких застосовуються рідкі органічні теплоносії, необхідні спеціальні установки для очищення теплоносіїв від високомолекулярних сполук, що утворюються в них.

Під впливом радіаційного опромінювання в активній зоні реакторів молекули рідких органічних теплоносіїв руйнуються з утворенням поліфенільних і водневих радикалів. Поліфенільні радикали, взаємодіючи між собою, утворюють високомолекулярні полімери з високою температурою кипіння, а з водневих радикалів звільняється водень. При їх взаємодії утворюються метан і інші легкі вуглеводні. Газова фаза, що утворюється при радіолізі вуглеводнів, складається, в основному, з водню (85÷95 %) і метану (2÷10 %).

Теплофізичні властивості рідких органічних теплоносіїв гірші, ніж у водних теплоносіїв: теплоємність і теплопровідність – значно менші, а в'язкість – значно більша. Наприклад, коефіцієнт теплопровідності дифенільного теплоносія на 20 % менший, ніж у води, а підвищена

в порівнянні з водою в'язкість робить енергетичні витрати на забезпечення його циркуляції в контурі більшими.

Всі ці чинники перешкоджають широкому застосуванню рідких органічних теплоносіїв в реакторах АЕС.

Технічний дифеніл (C_6H_5)₂ є твердою кристалічною речовиною жовтого кольору. Температура його плавлення складає 69,5 °С, а температура кипіння – 256 °С. Дифеніл – найбільш дешевий і доступний органічний теплоносіїв. Основними домішками в ньому є зола (до 0,1 %) і вода (до 0,5 %).

У контурах реакторів дифеніловий теплоносіїв в результаті радіаційного опромінювання завжди містить висококиплячі полімерні продукти розпаду, присутність яких у кількості 30÷40 % від загальної маси теплоносія вважається допустимою.

При температурі до 400 °С при контакті з дифеніловим теплоносієм нержавіючі сталі конструкцій устаткування контура володіють достатньо високою корозійною стійкістю, а сплави цирконію, які руйнуються унаслідок гідрування при взаємодії з воднем, менш стійкі.

Поліфенільні суміші, моноізопропїлдифеніл і дифенільні суміші більш термічно і радіаційно стійкі, ніж дифеніл.

2.4. Газові теплоносії

Газові теплоносії знайшли достатньо широке застосування в атомній енергетиці, особливо в одноконтурних схемах АЕС. Позитивною властивістю газових теплоносіїв є відносно невелике поглинання ними теплових нейтронів, що дозволяє застосовувати їх в реакторах, в яких за паливо використовується природний уран.

Негативними властивостями газових теплоносіїв є низькі значення їх густини, об'ємних теплоємностей і коефіцієнтів теплопровідності, що обумовлюють необхідність циркуляції в контурі великих об'ємів теплоносіїв, які мають тиск 10÷25 МПа. Це вимагає великих енергетичних витрат на забезпечення циркуляції теплоносіїв і приводить до ускладнення конструкції контура.

Як газові теплоносії в сучасних конструкціях реакторів АЕС застосовуються вуглекислий газ, гелій, повітря, дисоціюючі гази.

При контакті металів конструкцій устаткування з газовими теплоносіями виникає киснева корозія, яка обумовлена вмістом кисню в теплоносіях. Хімічна взаємодія металів і газових теплоносіїв починається з адсорбції останніх. В середньому, на 1 см^2 чистої металевої поверхні доводиться близько 10^{15} атомів, на яких може адсорбуватися газ. Існують фізична адсорбція і хемосорбція. При фізичній адсорбції гази утримуються на поверхні металу фізичними силами. Фізична адсорбція перебігає без помітної енергії активації і майже миттєво, як тільки молекули газу співударяються з поверхнею металу. При хемосорбції реакція перебігає повільніше, оскільки вона пов'язана з енергією активації, у зв'язку з чим хемосорбцію називають ще активованою адсорбцією. Вона залежить від кристалографічної орієнтації дефектів на поверхні металу і проходить доти, поки на поверхні не утворюється мономолекулярний шар адсорбату. Фізична адсорбція не залежить від кристалографічної орієнтації дефектів на поверхні металу і приводить до утворення багатомолекулярних шарів адсорбату. В процесі адсорбції молекули кисню дисоціюють, внаслідок чого на поверхні металу утворюються окисні плівки (поверхневі кисневі структури, які є впорядкованим розташуванням атомів і іонів кисню) і починається корозія металу.

Для захисту металів конструкцій устаткування від окислення на поверхню, що контактує з газовими теплоносіями, наплавляються високостійкі сплави.

Розглянемо основні властивості газових теплоносіїв.

● **Вуглекислий газ (CO_2).** В даний час найширше в атомній енергетиці як теплоносій застосовується вуглекислий газ. Він не має кольору, легко переходить при охолодженні або стискуванні в рідкий стан (вуглекислоту). При швидкому випаровуванні вуглекислоти частина її замерзає і перетворюється на снігоподібну масу. Переріз поглинання теплових нейтронів вуглекислим газом невеликий.

Розкладання вуглекислого газу в полі радіаційного опромінювання істотно залежить від його параметрів. При тиску, близькому до атмосферного, вуглекислий газ практично не розкладається в полі радіаційного опромінювання. Із збільшенням тиску стійкість вуглекислого газу знижується, і при тиску близько 1 МПа його розкладання стає помітним. Первинними реакціями розкладання вуглекислого газу під дією радіаційного опромінювання є такі:

і



причому переважає розкладання за реакцією (2.1). Атоми вуглецю, що утворюються в результаті реакції (2.2), реагуючи з окисом вуглецю і атомами кисню, що утворюються за реакцією (2.1), знов утворюють вуглекислий газ. Наявність у вуглекислому газі різних домішок, що взаємодіють з атомами вуглецю або кисню, сприяє розкладанню вуглекислого газу під дією радіаційного опромінювання. Це пояснюється тим, що зв'язування атомів вуглецю або кисню домішками зменшує швидкість зворотної реакції рекомбінації:



Наведена радіоактивність вуглекислого газу в результаті радіаційного опромінювання обумовлена утворенням в ньому радіонуклідів азоту ^{16}N , кисню ^{19}O , аргону ^{41}Ar і вуглецю ^{14}C .

При нагріві до температури 1000°C вуглекислий газ починає дисоціювати за реакцією



Ця реакція прискорюється у присутності графіту (C), що приводить до накопичення в контурі теплоносія окису вуглецю (CO) у кількості $0,37 \div 0,65\%$ від загальної маси теплоносія. У процесі взаємодії графіту з вуглекислим газом в контурі теплоносія відбувається термічне перенесення вуглецю з ділянок контура з вищою температурою в ділянки із зниженою температурою.

У ділянках контура з вищою температурою взаємодія графіту з вуглекислим газом відбувається за реакцією



що приводить до утворення окису вуглецю.

У ділянках контура із зниженою температурою перебігає зворотна реакція



що приводить до утворення графіту, який відкладається, як показав досвід експлуатації реакторів з вуглекислими газовими теплоносіями, в невеликих кількостях на поверхнях устаткування контура теплоносія.

Алюміній, цирконій і їх сплави, а також вуглецеві сталі, такі, що застосовуються як конструкційні матеріали устаткування контурів реакторів з вуглекислим газовим теплоносієм, мають високу корозійну стійкість до температури $300\div 500$ °С. При попаданні води у вуглекислий газ швидкість високотемпературної корозії вуглецевих сталей різко зростає.

● **Гелій (He).** За своїми ядерними і фізико-хімічними властивостями гелій є дуже перспективним теплоносієм для реакторів на швидких нейтронах. Він не має кольору і запаху і в хімічному відношенні украй інертний.

Найбільший переріз поглинання має ^3He , проте його вміст в природному гелії украй малий і складає $10^{-6}\div 10^{-7}$ %. Наведена радіоактивність гелієвих теплоносіїв в результаті радіаційного опромінювання незначна і обумовлена наявністю в них, як правило, домішок азоту і аргону, які утворюють відповідно радіонукліди ^{16}N і ^{41}Ar .

В умовах експлуатації ядерних реакторів з гелієвими теплоносіями властивості гелію близькі до властивостей ідеального газу. Його теплоємність нижча, ніж у вуглекислого газу, тому для акумуляції значної кількості теплоти в гелієвих теплоносіях необхідно забезпечувати великий перепад температур на вході в активну зону реактора і на виході з неї. Тиск гелієвих теплоносіїв в контурі, який необхідний для ефективного теплообміну, складає $20\div 25$ МПа. Ці чинники декілька ускладнюють застосування гелію як теплоносія. Проте теплопровідність гелію в 10 разів більша, ніж вуглекислого газу, що дозволяє інтенсифікувати процес теплообміну і зменшити габарити теплообмінного устаткування контура. Це робить гелій перспективним теплоносієм для реакторів каналного типу.

До негативних властивостей гелію зараховують його велику текучість, через яку герметизація контурів реакторів є достатньо складним завданням.

Чистий гелій не викликає окислення металів конструкцій устаткування контура, проте забруднення його киснем і вуглекислим газом призводить до корозії металів і сплавів. Для запобігання корозії конструкційних матеріалів необхідно, щоб вміст домішок в гелієвих теплоносіях не перевищував 0,01 % від їх загального об'єму.

● **Повітря.** Застосування повітря як теплоносія в ядерних енергоустановках вимагає його значного осушення, оскільки при відносній вологості повітря вище 9 % метали і сплави конструкцій устаткування, за винятком аустенітної хромонікелевої нержавіючої сталі, інтенсивно кородують. При використанні повітря як теплоносія виникає наведена радіоактивність за рахунок утворення з присутнього в ньому аргону радіонуклідів ⁴¹Ar.

● **Дисоціюючі гази (N₂O₄, Al₂Cl₆, Al₂Br₆).** При використанні дисоціюючих газів в газотурбінних циклах ядерних енергетичних установок одночасно як теплоносіїв і робочих речовин істотно підвищуються техніко-економічні показники АЕС за рахунок поліпшення масових і габаритних характеристик устаткування. Дисоціюючі теплоносії мають хороші теплофізичні показники, що забезпечує високі коефіцієнти корисної дії і тепловіддачі теплообмінного устаткування, яке застосовується в контурах, і зменшення його габаритів. Застосування дисоціюючих газів як теплоносіїв, зокрема N₂O₄, замість гелію в реакторах на швидких нейтронах дозволяє знизити тиск в контурі з 20÷25 МПа до 8÷14 МПа. При використанні дисоціюючих газів як робочих речовин в замкнутих газотурбінних циклах ядерних енергоустановок газ початкового стану з найбільшою відносною молекулярною масою спочатку стискується в компресорі, а потім нагрівається в регенераторі і реакторі до максимальної температури циклу. При цьому відбувається дисоціація газу з поглинанням теплоти, супроводжується зменшенням молекулярної маси газу. Після розширення в газовій турбіні газ, послідовно охолоджуючись в регенераторі і холодильнику, рекомбінує з виділенням теплоти в результаті хімічної реакції. Далі газ надходить в компресор, стискується, і цикл повторюється.

Теплові ефекти реакцій дисоціації N₂O₄, які перебігають за рівняннями



відповідно дорівнюють 57,3 Дж/моль і 112,9 Дж/моль. Температура плавлення N₂O₄ складає 110 °С, температура кипіння дорівнює 21,3 °С. Температурний діапазон перебігу реакцій дисоціації при тиску 0,1 МПа складає 26÷850 °С, а при тиску 10 МПа – 25÷1200 °С.

Швидкість корозії високолегованих нержавіючих сталей і сплавів титану при контакті з газовим теплоносієм N₂O₄ при температурі 500 °С і тиску 5 МПа складає 0,005 г/(м²·рік), а швидкість корозії сталей перлітного класу – 0,05 г/(м²·рік).

Глава 3

КОНСТРУКЦІЙНІ МАТЕРІАЛИ АКТИВНИХ ЗОН ЯДЕРНИХ РЕАКТОРІВ АЕС

При створенні реакторних установок АЕС одним з найважливіших етапів є вибір конструкційних матеріалів для них. Це обумовлено тим, що конструкційні матеріали реакторних установок АЕС повинні не тільки мати необхідні механічні характеристики для забезпечення конструктивної міцності вузлів і елементів установок, але і задовольняти цілий ряд специфічних вимог. Перш за все, ці матеріали мають бути технологічними: легко піддаватися обробці тиском і різанням, прокатці, добре зварюватися. Вони мають бути пластичними, здатними працювати в умовах високих динамічних навантажень. Механічні характеристики конструкційних матеріалів реакторних установок не повинні змінюватися в процесі тривалої експлуатації при високій температурі і в умовах зміни за значенням і знаком механічної напруги, яка діє на матеріал. Деякі матеріали устаткування реакторних установок експлуатуються в умовах вібрації, тому вони не повинні руйнуватися унаслідок утомленості, у тому числі і малоциклової, і повинні мати високу циклічну міцність. Відомо, що в результаті дії радіаційного опромінювання матеріали стають крихкими (окрихчуються), змінюють свою форму. Тому необхідно, щоб конструкційні матеріали реакторних установок мали високу радіаційну стійкість.

У процесі експлуатації деякі конструкційні матеріали устаткування реакторних установок стикаються з теплоносієм, в якому можуть бути присутніми корозійно-агресивні домішки, та і самі теплоносії, навіть високого ступеня чистоти, є корозійно-активними. Тому ці матеріали реакторних установок можуть руйнуватися внаслідок перебігу корозійних процесів, а також ерозії і кавітації. Водень, що виділяється в процесі корозії, може розчинятися в конструкційних матеріалах і сприяти їх окрихчуванню. З цього виходить ще одна вимога, що ставиться до конструкційних матеріалів реакторних установок, це – висока корозійна стійкість.

Особливі вимоги ставляться і до теплофізичних властивостей конструкційних матеріалів реакторних установок. Коефіцієнт температурного розширення цих матеріалів має бути, по можливості, мінімальним,

оскільки застосування в технологічних схемах реакторних установок пристроїв для компенсації температурної напруги, обумовленої температурним розширенням конструкційних матеріалів, викликає певні труднощі при їх конструюванні і компоновці. Вельми важливою характеристикою конструкційних матеріалів реакторних установок є і коефіцієнт теплопровідності, який має бути, по можливості, максимальним, оскільки низький коефіцієнт теплопровідності обумовлює великий перепад температур по перерізу матеріалу, що може створити термічну напругу, яка загрожуватиме цілісності конструкцій.

У ряді випадків до конструкційних матеріалів реакторних установок ставиться вимога газощільності. Зокрема, це стосується матеріалів оболонок твелів і трубопроводів теплоносія, оскільки проникнення газоподібних уламків поділу ядерного палива через оболонку твелів підвищує радіоактивність теплоносія, а їх проникнення через стінки трубопроводів погіршує радіаційну обстановку на АЕС, що утрудняє її обслуговування і експлуатацію. Природно, мова йде про міграції газів не по дефектах зварних з'єднань, а по перерізу основного матеріалу. До матеріалів трубопроводів (паропроводів) реакторних установок ставляться також вимоги високої міцності і здатності протистояти крихкому руйнуванню. Матеріал трубопроводів теплоносія повинен мати ще і підвищену корозійну стійкість, оскільки продукти корозії, що переходять в теплоносій, погіршують радіаційну обстановку на АЕС і створюють небезпеку утворення відкладень на поверхні твелів реактора.

Важливою вимогою є також вартість матеріалів, які використовуються для виготовлення устаткування реакторних установок, оскільки вона істотно впливає на собівартість виробництва електроенергії і теплоти на АЕС, а отже, і на конкурентоспроможність атомної енергетики в цілому.

В активній зоні ядерного реактора у найбільш важких умовах працюють оболонки твелів. Для меншого поглинання нейтронів оболонки твелів роблять мінімальної товщини. У процесі роботи матеріал оболонок може зазнавати деформацію через радіаційне пошкодження ядерного палива. Внаслідок великого перепаду температури в оболонці виникають термічні напруги. Матеріал оболонок повинен витримувати термічні цикли, а також бути корозійностійким в теплоносії і сумісний з паливом при робочих температурах. Перебуваючи в активній зоні, матеріал оболонок піддається впливу випромінювання, що може істотно вплинути на його фізико-механічні властивості.

Серед різноманітних вимог, що пред'являються до матеріалу оболонок твेलів, можна виділити головні:

- мінімальний перетин захоплення нейтронів;
- механічна надійність, сталість форми і розмірів оболонок;
- висока теплопровідність, що забезпечує тривалу теплопередачу без надмірно високих термічних напружень в оболонці;
- висока корозійна і ерозійна стійкість в теплоносії;
- сумісність з ядерним паливом.

При визначенні вимог до матеріалу оболонок твелів необхідно враховувати особливості даного реактора. У разі застосування в якості ядерного пального природного незбагаченого урану вимога мінімального захоплення нейтронів стає головною. У разі застосування збагаченого палива в якості матеріалів оболонки можуть використовуватися матеріали з більш високим перетином захоплення нейтронів.

Тому для конкретних вузлів, деталей та конструкцій слід вибирати такі матеріали, які добре відповідали б основним вимогам, визначеними призначенням та умовами роботи реактора.

3.1. Конструкційні матеріали активних зон сучасних ядерних реакторів АЕС на теплових нейтронах

3.1.1. Роль конструкційних матеріалів активних зон ядерних реакторів енергетичних установок АЕС

Центральною частиною ядерного реактора є активна зона: в ній проходять процеси ділення палива, виділення енергії, зняття теплової енергії теплоносієм (так зване теплозняття). Активна зона найбільш напружена, відповідальна і вразлива частина реакторної установки. В активних зонах конструкційні матеріали та вироби з них працюють в надзвичайно складних умовах, що не мають аналогів в інших областях техніки: інтенсивне нейтронне та інші види опромінення; вплив теплоносія високих параметрів і продуктів ділення; термомеханічні навантаження. Активна зона включає в себе тепловиділяючі елементи (твели), тепловиділяючі збірки (ТВЗ), стержні управління і захисту, а також потік теплоносія.

Роль конструкційних матеріалів полягає в забезпеченні стабільності геометрії активної зони на весь період експлуатації, в першу чергу твелів

і ТВЗ, в утриманні всередині твела продуктів ділення палива, збереження працездатності органів управління і захисту, забезпечення мінімальних наслідків можливих аварійних ситуацій, тобто, по суті, у вирішенні ключових питань безпеки реакторної установки.

Подальше підвищення безпеки, забезпечення економічності ядерної енергетики вимагає підвищення енергонапруженості, потужності одиничних блоків ядерно-енергетичних установок (ЯЕУ), збільшення тривалості кампаній, більш ефективного спалювання палива, в тому числі за рахунок підвищення якості конструкційних матеріалів. Це, в свою чергу, призводить до зростання вимог до властивостей матеріалів, величини і кількості дефектів елементів конструкцій, що допускаються, їх геометрії.

Головними чинниками, що визначають загальні вимоги до властивостей конструкційних матеріалів основного обладнання ЯЕУ, є:

- напружений стан, що виникає в елементах конструкцій під дією механічних, термічних і радіаційних навантажень;
- висока робоча температура матеріалу, яка обумовлена співвідношенням енерговиділення і тепловідводу;
- наявність хімічно активного середовища: теплоносія, що рухається, продуктів ядерних реакцій та залишкових газів;
- циклічний характер роботи матеріалів внаслідок теплових змін і змін механічних навантажень в процесі експлуатації;
- радіаційний вплив на матеріали: нейтрони з широким енергетичним спектром, гамма-випромінювання.

З часу пуску першого атомного реактора виявлено і досліджено велику кількість нових фізичних явищ, що протікають в твердих тілах при опроміненні, без урахування яких неможлива експлуатація матеріалів активних зон реакторів і розробка нових радіаційностійких матеріалів [1]. Практично всі радіаційні явища, що протікають в паливних і конструкційних матеріалах при опроміненні, призводять до деградації їх вихідних фізико-механічних властивостей, оскільки супроводжуються:

- розмірними змінами за рахунок газового і вакансійного розпухання, радіаційного росту, радіаційної повзучості, зміни рельєфу поверхні;
- втратою пластичності і підвищенням температури в'язко-крихкого переходу за рахунок низько- і високотемпературного окрихчення;
- прискоренням процесів окислення і корозії при взаємодії матеріалу з теплоносієм, продуктами ядерних реакцій, ядерним паливом;

- ерозією поверхні матеріалів за рахунок корозійних процесів, блістерінга, флекінга, розпилення;
- локальною і об'ємною зміною хімічного складу за рахунок радіаційно-стимульованої сегрегації компонент сплавів, ядерних реакцій та імплантації іонів.

При створенні діючих реакторних установок доводиться стикатися з багатьма труднощами як принципового, фізичного характеру, так і технічного. Необхідно розуміти, що будь-які ядерні реакції супроводжуються інтенсивними ядерними випромінюваннями, що мають у своєму складі нейтрони, заряджені частинки, гамма-промені. А це означає, що практично всі матеріали, з яких виготовляються різні конструктивні вузли та робочі частини установок, піддаються дії цих випромінювань під час їх роботи. Оскільки тривалість роботи ядерних реакторів і термоядерних апаратів, що проектується, повинна бути не менше 10 років (інакше вони будуть економічно не вигідними), то протягом цього ж часу повинні безперервно «працювати» і матеріали конструкцій. Однак випромінювання реакторів, впливаючи на матеріали, змінюють їх структуру, а значить, і їх міцнісні, електричні та інші властивості. Тому проблема вибору з наявних або створення нових конструкційних радіаційностійких матеріалів набуває принципового значення в подальшому освоєнні нових ядерних джерел енергії. Щоб матеріали, які використовуються в різних вузлах конструкцій ядерних енергетичних установок, не стримували темпів розвитку енергетики, необхідне детальне розуміння фізичних процесів взаємодії жорстких випромінювань з речовинами, і на основі цього створення таких матеріалів, які витримували б дію випромінювань протягом тривалого часу. Конструкційні матеріали, що використовуються і створюються для потреб сучасної ядерної енергетики і відповідних технологій, як правило, є сплавами, в основі отримання яких лежить їх легування різними домішками.

3.1.2. Умови роботи матеріалів активних зон ядерних енергетичних реакторів на теплових нейтронах

Аналіз перспектив розвитку світової ядерної енергетики показує, що в найближчому майбутньому її основу будуть складати реактори на теплових нейтронах, що охолоджуються водою під тиском (PWR і BBEP), частка яких в даний час складає більше 50 % [2]. Протягом наступних приблизно 15–20 років навряд чи можливі суттєві зміни або в обсязі ви-

робленої ядерними станціями електроенергії, або в характері технологій її виробництва. Найбільш раціональним для України в цей період буде підвищення ефективності використання працюючих АЕС (підвищення безпеки експлуатації, зростання КВВП, підвищення вигорання палива, зниження експлуатаційної складової вартості електроенергії) та подовження проектних термінів служби основного устаткування енергоблоків.

Дані про умови роботи матеріалів ТВЗ в активних зонах сучасних енергетичних реакторів корпусного типу з водою під тиском типу ВВЕР і PWR наведені в табл. 3.1 [3]. Конструкційні матеріали для активних зон реакторних установок водо-водяного типу наведені в табл. 3.2 [2]. Як видно, основним конструкційним матеріалом активних зон реакторів на теплових нейтронах з водним теплоносієм є цирконієві сплави (E110, E635, E125, M5, Zry-4, Zirlo). Нержавіючі сталі і сплави на основі нікелю і хрому використовуються в якості оболонок поглинаючих елементів, пружинних елементів і, в ряді випадків, для дистанціюючих решіток ТВЗ.

Сплав E110 (Zr-1% Nb) в даний час є базовим матеріалом оболонок твелів діючих українських реакторів. Характерною особливістю сплавів, що були розроблені ще в СРСР, є наявність ніобію – основного легуючого елемента. Базові цирконієві сплави західного виробництва (циркалой-2 і -4) леговані оловом, залізом, хромом і нікелем. Останнім часом на Заході з'явилися нові перспективні цирконієві сплави, леговані, в основному або в тому числі, ніобієм (ZIRLO, M-4, M-5, NDA, MDA). Склади цирконієвих сплавів, що використовуються в активних зонах реакторів, наведені в табл. 3.3.

Таблиця 3.1

Умови роботи матеріалів активних зон енергетичних реакторів
з водою під тиском

Енергія нейтронів	Теплові
Теплоносій	Вода (водний розчин)
Тиск, МПа	12–16
Температура зовнішньої поверхні твелів (макс), °С	335–350
Кількість можливих термоциклів, шт.	50–1500
Максимальне енерговиділення в твелі, Вт/см ²	до 165
Пошкоджуюча доза нейтронів, зна	10–25
Тривалість паливного циклу, рік	3–5
Паливо	UO ₂

Таблиця 3.2

Конструкційні матеріали, що застосовуються в активних зонах корпусних реакторів під тиском типу ВВЕР і PWR

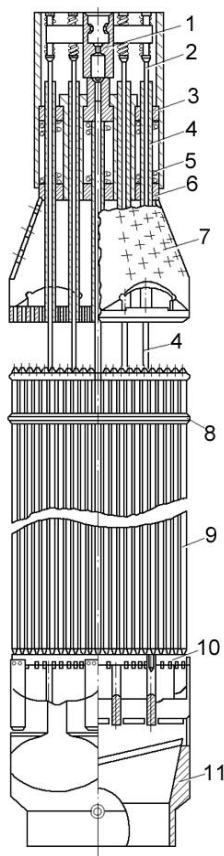
Елемент	Матеріал
Оболонка твелу	Сплави E110, E635 (ВВЕР) Сплави Zry-4, Zirlo, M5 (PWR)
Чохол ТВЗ	Сплав E125 (ВВЕР-440)
Дистанціонуючі решітки, направляючі канали, кінцеві деталі тощо	Сталь 06X18H10T, E110, E635 (ВВЕР) Ніконель-625, Zry-4 (PWR)
Оболонка поглинаючого елемента (пела)	Сталь 06X18H10T, Cr-Ni сплав XHM-1 (43%Cr, 1%Mo) (ВВЕР) Ніконель-625 (PWR)

Таблиця 3.3

Цирконієві сплави активних зон реакторів водо-водяного типу

Марка	Основні легуючі елементи, мас.%					Тип реактора	Країна-розробник
	Nb	Sn	Fe	O	інші		
E110	1,0	—	—	<0,16	—	ВВЕР, РБМК	СРСР
E125	2,5	—	—	—	—	ВВЕР, РБМК, CANDU	СРСР
E635	1,0	1,0–1,5	0,3–0,5			ВВЕР, РБМК, CANDU, PWR, BWR	СРСР Канада США
Zry-2	—	1,2–1,8	0,07–0,2		Ni<0,008 Cr-0,05-0,15	BWR	США
Zry-4		1,2–1,8	0,18–0,24		Cr-0,05-0,15	PWR	США
Zirlo	1,0	1,0	0,1	—	—	PWR	США
M4	—	0,5	0,6	0,12	V-0,3	PWR	Франція
M5	1,0	—	—	0,12		PWR	Франція
NDA	0,1	1,0	0,27	—	Cr-0,16	BWR	Японія
MDA	0,5	0,8	0,2	—	Cr-0,1	PWR	Японія

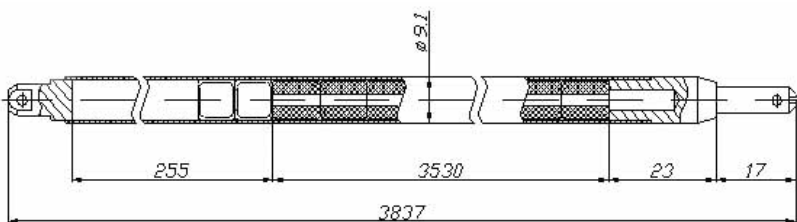
Тепловиділяюча збірка реактора типу ВВЕР-1000 (рис. 3.1), являє собою конструкцію з 312 тепловиділяючих елементів (рис. 3.2), закріплених у каркасі з 18 направляючих каналів, 15 дистанціонуючих і однієї нижньої решітки. Тепловиділяючий елемент (твел) – найважливіша складова одиниця, яка генерує теплову енергію. Під герметичною оболонкою твела розташований паливний сердечник, що складається з таблеток діоксиду урану з центральним отвором. Оболонка твела виготовлена з цирконієвого сплаву ($Zr-1\%Nb$), який має дуже хороші нейтронно-фізичні характеристики і високу корозійну стійкість у воді при нормальній експлуатації.



Основні конструктивні особливості конструкції ТВЗ пов'язані, насамперед, з формою її поперечного перерізу. На відміну від світових аналогів, що базуються на прямокутній формі, ТВЗ ВВЕР-1000 має гексагональну (шестигранну) форму. Така форма ТВЗ забезпечує більш високу однорідність поля розташування твелів і гарантує збереження ТВЗ під час транспортно-технологічних операцій при її виготовленні та при експлуатації на АЕС.

Р и с . 3 . 1 . Тепловиділяюча збірка реактора ВВЕР-1000:

1 – траверса регулюючих стержнів; 2 – пел; 3 – рухома частина головки; 4 – направляюча труба пелів; 5 – пружина; 6 – нерухома частина головки; 7 – отвори для проходження теплоносія; 8 – дистанціонуюча решітка; 9 – твел; 10 – опорна нижня решітка; 11 – хвостовик



Р и с . 3 . 2 . Тепловиділяючий елемент

3.1.3. Шляхи підвищення ефективності ядерного палива за допомогою удосконалення конструкційних матеріалів активних зон реакторів

Ефективність ядерного палива вимірюють у МВт на добу на тунну урану, тому в багатьох країнах збільшують початкове збагачення палива (наприклад, від 3,3 до 4,0% ^{235}U), а потім спалюють його більш довго, залишаючи лише 0,5% ^{235}U в паливі. Це призводить до того, що вигоряння збільшується від 33 до 45 МВт·добу / кг U. Середня глибина вигоряння палива на АЕС України становить 28600 (ВВЕР-440) і 40000 МВт·добу/т U (ВВЭР-1000).

Незважаючи на хороші експлуатаційні показники активних зон, ВВЕР за економічними показниками все ж поступаються західним аналогам. Головними факторами, в результаті яких економічні показники серійних ВВЕР, насамперед ВВЕР-1000, поступаються зарубіжним аналогам, є:

- використання в якості конструкційного матеріалу для дистанціюючих решіток та направляючих каналів нержавіючої сталі (близько 2 т в активній зоні ВВЕР-1000);
- застосування в активній зоні для компенсації надлишкової реактивності стержнів з вигоряючим поглиначем (ВВЕР-1000) або паливних компенсаторів (ВВЕР-440) на відміну від введення в паливо поглиначів нейтронів, що використовується в більшості PWR;
- значний витік нейтронів внаслідок неоптимальної схеми перевантажень палива;
- використання сплавів цирконію з високим вмістом гафнію.

Тому важливе місце в комплексі робіт з покращення економіки паливних циклів ВВЕР на сучасному рівні відводиться подальшому удосконаленню конструкторських і технологічних рішень як по твелах та ТВЗ, так і по активній зоні в цілому. При цьому передбачається досягнення в активній зоні ВВЕР максимального вигорання палива в ТВЗ до 55 МВт·добу / кг U (4-річний паливний цикл в ВВЕР-1000 і 5-річний в ВВЕР-440); перехід на перевантаження палива за схемою «in-in-out»; збільшення тривалості кампанії палива до 350 ефективних діб; використання уран-гадолінієвих паливних таблеток; застосування у якості конструкційного матеріалу для дистанціонуючих решіток, направляючих каналів і чохлах ТВЗ сплавів цирконію з вмістом гафнію не більше 0,01 мас.%; використання паливних таблеток з оптимізованими параметрами по мікроструктурі, фізико-механічними характеристиками; підвищення рівня експлуатаційної надійності палива та ряду інших характеристик.

Обмеження за вмістом гафнію (менше 0,01 мас.%) пояснюється необхідністю забезпечення мінімального вмісту в активній зоні реактора матеріалів з підвищеним коефіцієнтом поглинання нейтронів [4-6].

Відповідно до нейтронно-фізичних розрахунків заміна сталевих конструктивних елементів (напрямні труби і дистанціонуючі решітки) на цирконієвий сплав підвищує ефективність використання палива на 8,2 %, при цьому забезпечується підвищення розмірної стабільності ТВЗ. Впровадження нового палива в практиці ВВЕР дозволить істотно підвищити економічні показники паливних циклів і безпеку. При цьому буде забезпечений сучасний рівень витрат природного урану ~ 196 кг / (МВт·добу).

Розроблена концепція атомної енергетики України і діючі конкретні програми по окремих етапах ядерного паливного циклу ґрунтуються головним чином на вирішенні сьогоднішніх завдань, використовуючи вже існуючі в Україні технологічні можливості. Вона передбачає використання потужностей з видобутку цирконію, освоєння промислового виготовлення сплавів цирконію і напівфабрикатів (прокату) з нього, освоєння технології виготовлення комплектуючих твелів і ТВЗ зі сплавів цирконію і неіржавіючих сталей.

Навіть дуже малі кількості домішок ефективно впливають на фізико-механічні та фізико-хімічні властивості цирконію, що може спричинити за собою зміну механічних та корозійних властивостей цирконієвих сплавів, а також зміну оптимальних режимів деформаційної і термічної обробки. Крім того, можливий також вплив сукупного вмісту нового

складу домішок на властивості цирконієвих сплавів. В даний час в Україні проводиться комплекс матеріалознавчих і технологічних досліджень, спрямованих на обґрунтування створення виробництва цирконієвих сплавів і виробів на їх основі для ядерного палива реакторів ВВЕР з вітчизняної сировини. Організація цирконієвого виробництва передбачає отримання: цирконового концентрату, тетрафториду цирконію, цирконію ядерної чистоти і сплавів на його основі, цирконієвого прокату, комплектуючих виробів і тепловиділяючих зборок, що задовольняють сучасним світовим вимогам надійності і підвищеним термінами експлуатації до 5-6 років. Рішення проблеми цирконієвого виробництва сприятиме зміцненню національної безпеки України та підвищенню економічної ефективності.

3.2. Конструкційні матеріали активних зон ядерних реакторів АЕС нового покоління

Подальший розвиток атомної енергетики пов'язаний з розробкою наступних напрямків: удосконалення ядерного паливного циклу з мінімізацією радіоактивних відходів; економне використання уранових ресурсів; зниження ризику поширення ядерних матеріалів; економічна конкурентоспроможність з іншими джерелами енергії; безпека експлуатації ядерних установок; генерація перспективних ядерних енергетичних технологій.

Передбачаючи широкомасштабний розвиток ядерної енергетики та її впровадження в різні сфери енерговиробництва, необхідно працювати над ядерними реакторами нового покоління, які найкращим чином відповідають цим завданням. Не викликає сумніву, що на найближчі півтора десяти років проекти споруджуваних реакторів будуть максимально використовувати технічні рішення, види обладнання, які вже отримали підтвердження при експлуатації, або є їх вдосконаленим продовженням.

Рис. 3.3 відображає загальні уявлення про розвиток реакторних технологій [7]. У 1950–60-х роках з багатьох запропонованих реакторів, що відрізняються широким діапазоном теплоносіїв, ядерного палива та конструкцією, були обрані, споруджені та введені в експлуатацію деякі прототипні та демонстраційні реактори. Вони і склали перше покоління реакторів. На початку 1970-х років почалася експлуатація комерційних реакторів – реакторів 2 покоління: реактори з водою під тиском (ВВЕР, PWR), реактори з киплячою водою (РБМК, BWR), реактори з важкою водою (CANDU), а також реактори

з газовим охолодженням (AGR). Подальший розвиток деяких типів реакторів дозволив розробити в 1980-х роках реактори третього покоління: удосконалені BWR і PWR. Покоління III+ – наступна фаза розвитку ядерних енергетичних установок, яка включає еволюційні концептуальні проекти легководних реакторів, що охолоджуються водою, які забезпечують підвищену економічність. За прогнозами фахівців будівництво і введення в дію нових потужностей до 2030 р. відбуватиметься за рахунок систем покоління III+.

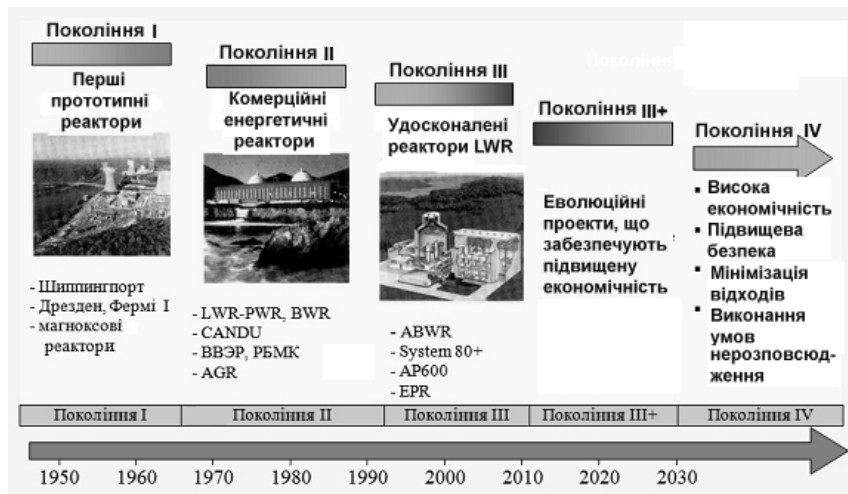


Рис. 3.3. Розвиток реакторних технологій від I до IV покоління

Однак еволюційні проекти можуть не дати повного вирішення проблем атомної енергетики майбутнього. Тому необхідні пошукові дослідження і розробка революційних проектів реакторів наступних поколінь, які забезпечували б рішення проблем широкомасштабної енергетики. Перевагу при виборі напрямів розробок в категорії революційних проектів повинні мати пропозиції, які можуть внести нову якість у вирішенні проблем ядерної енергетики майбутнього.

Міжнародне співтовариство по генерації нових енергетичних технологій позначило перелік надійних реакторних систем і концепцій наступного IV покоління після 2030 року (Міжнародний форум – покоління IV (GIF), проект МАГATE з інноваційних ядерних реакторів та паливних циклів (INPRO) та ряд інших проектів) [7–11]. До цього переліку увій-

шли: реактори, що охолоджуються свинцевими сплавами (LFR); рідко-сольові реактори (MSR); реактори, що охолоджуються рідким натрієм (SFR); надкритичні водоохолоджувані реактори (SCWR) (25°МПа, 280–580 °С); високотемпературні реактори, що охолоджуються газом (HTGR); системи з підкритичною збіркою, що керовані прискорювачем часток (ADS). Найбільш загальні ідеї, які можна зустріти в концептуальних проєктах в різних комбінаціях, такі:

1) Температура на виході з реактора значно вище, ніж в сучасних реакторах – 600–1200 °С. Завдяки цьому можлива генерація водню, екологічно чистого палива в термохімічних і електрохімічних циклах.

2) Керовані прискорювачами системи (ADS) – найімовірніші кандидати для G-IV. Підкритичні реактори, з коефіцієнтом відтворення нейтронів $k \approx 98 \%$, можуть успішно використовуватися із зовнішніми джерелами нейтронів прискорювального типу. Необхідні 2 % нейтронів будуть генеруватися пучками протонів (або електронів) на металевій мішені. Можливими кандидатами для мішеней розглядаються уран, вольфрам та інші матеріали.

3) Металеві розплави (Pb, Pb-Bi евтектика (PBE), Na) підходять як привабливі теплоносії. На противагу газовим теплоносіям (наприклад, He) металеві розплави ефективно працюють при низькому тиску. Особливо цікаві Pb і PBE, тому що вони не такі хімічно агресивні, як Na в разі витoku.

4) Рідке паливо у вигляді розплавлених солей фторидів металів розглядається як багатообіцяюче нетрадиційне паливо в деяких проєктах. Використання рідкого палива спрощує паливний цикл, його підготовку та переробку.

Перспективним реакторам властиві переваги в економіці, безпеці, надійності і нерозповсюдженні ядерних матеріалів. Температура активних зон цих систем 600–1200 °С, а енергетичний спектр нейтронів швидкий і в ряді випадків тепловий. Реалізація цих концепцій має бути забезпечена розробкою нових конструкційних матеріалів: сталей феритно-мартенситного і аустенітного класу, нікелевих та інших нових сплавів.

3.2.1. Умови роботи конструкційних матеріалів перспективних ядерних установок

Працездатність і надійність конструкційних матеріалів визначаються сукупністю змін характеристик матеріалів в результаті всього комплексу явищ, що протікають в них в полі опромінення, у взаємозв'язку з параметрами, які змінюються, та умовами роботи реактора [3, 12, 13].

Взаємовплив характеристик матеріалів один на одного при роботі в реакторі настільки великий, що, найчастіше, в результаті експериментів їх точні значення неможливо визначити і про їх вплив на працездатність палива судять якісно по кінцевому практичному результату.

В табл. 3.4 наведені дані про умови роботи матеріалів твेलів і ТВЗ в активних зонах енергетичних реакторів на швидких нейтронах з рідкометалевими теплоносіями. Порівняння даних робочих умов реакторів на швидких нейтронах, які розробляються і успішно експлуатуються, з робочими умовами реакторів на теплових нейтронах (табл. 3.1) показують, що умови роботи цих так званих швидких реакторів набагато жорсткіші, ніж в будь-якому існуючому або перспективному реакторі на теплових нейтронах.

Аналіз робочих умов і основних характеристик перспективних ядерних енергетичних установок показує, що прагнення до максимального підвищення ефективності енергетичних установок передбачає перехід до все більш високих робочих температур, а це, в свою чергу, призводить до розробки нових конструкційних матеріалів. Матеріали перспективних ЯЕУ повинні задовольняти унікальним вимогам, продиктованим конструкцією високотемпературних систем, що передбачає врахування впливу випромінювання, теплоносія, а також статичних та динамічних напружень. Конструкційні матеріали для реакторних установок, що розроблюються, наведені в табл. 3.5.

Т а б л и ц я 3 . 4

Умови роботи матеріалів активних зон енергетичних реакторів
на швидких нейтронах

Енергія нейтронів, МеВ	Швидкі $E = 0,1-3$	
Теплоносії	Натрій	Свинець
Тиск, МПа	0,8–1,0	
Температура зовнішньої поверхні твелів (макс), °С	710	650
Кількість можливих термоциклів, шт.	50	50
Максимальне енерговиділення в твелі, Вт / см ²	до 218	
Пошкоджуюча доза нейтронів, зна	80–100	До 140
Тривалість паливного циклу, рік	2–2,5	4–5
Паливо	UO ₂ , UO ₂ +P UO ₂ , UN+PuN	UN+PuN

Конструкційні матеріали для деяких реакторів нового покоління

Тип реактора	Спектр нейтронів	Теплоносії	Температура теплоносія, °С	Конструкційні матеріали	Вплив на матеріали
Надкритичний водо-охолоджуваний реактор (SCWR)	Тепловий; швидкий	Легка вода, 25°МПа	280-580	Феритно-мартенситні сталі (9-12% Cr), (Fe-35Ni-25Cr-0,3Ti), Інконель-625, Інкалой-800, дисперсно-змішані сталі	Розпухання, повзучість нікелевих сплавів
Рідко-сольовий реактор (MSR)	Тепловий	Розплав суміші солей, 0,5 МПа	400-800	Сплави на основі нікелю і Ni-Mo сплави, графіт	Корозія, розтріскування в солях фторидів, розпухання, Не окрихчення, радіаційно-стимульоване зміцнення
Реактори, охолоджувані свинцевими сплавами (LFR); охолоджувані рідким натрієм (SFR)	Швидкий	Pb, Pb-Bi евтектика, Na	550-800	Феритно-мартенситні сталі, 316SS, високохромисті феритні сталі, аустенітні сталі	Повзучість, розпухання, окрихчення в активній зоні, радіаційно-стимульоване зміцнення, корозійне розтріскування
Високо-температурні газові реактори (HTGR)	Швидкий	He	900-1250	Керамічні композити, тугоплавкі метали і їх сплави, інтерметалічні сплави	Термічна і розмірна стабільність

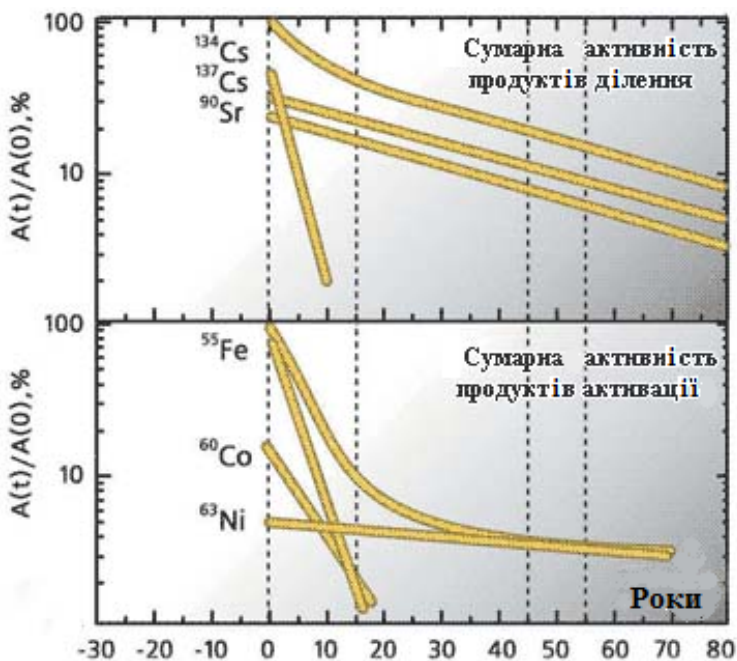
3.2.2. Вимоги до матеріалів реакторів нового покоління

Для ядерних реакторів з різними теплоносіями існує багато вимог (температура, тиск, нейтронний спектр), що відбивається у виборі подібних матеріалів або класів матеріалів для різних типів реакторів.

При розробці ядерних енергетичних установок нового покоління ставиться завдання не тільки максимально підвищити ядерну безпеку реакторів і поліпшити економічні показники, але також підвищити їх екологічну безпеку внаслідок використання конструкційних матеріалів елементів активних зон з відносно швидким спадом наведеної активності (досягнення доступного рівня γ -випромінювання протягом 50–100 років після зупинки реактора). Тому конструкційні матеріали повинні бути не тільки жароміцними, термоциклічно міцними, радіаційностійкими, але і задовольняти вимогу малого активування або швидкого спаду наведеної активності. Застосування малоактивованої сталі для виготовлення корпусу реакторів і внутрішньокорпусного обладнання дозволяє в 5 разів знизити дозові навантаження на обслуговуючий персонал і в 20 разів зменшити характерний час спаду наведеної активності в порівнянні з матеріалами, що вже використовуються [14].

Відомо, що наведена активність сплавів залежить від рівня домішок в сталях, а також наявності легуючих елементів, що вносять великий внесок у величину наведеної активності. Таким чином, сплави, по можливості, не повинні містити або містити в обмеженій кількості такі елементи як ніобій, молібден, нікель, мідь, срібло, кобальт та ін. Отже, ці елементи повинні бути виключені або замінені іншими, наприклад, Mo на W; Nb на Ta, V, Ti, крім того, необхідно обмежити вміст Ni (рис. 3.4) і домішок, що активуються Co, Cu, Ag та ін. [12, 15–17].

Високий рівень вмісту домішкових елементів і газів в сталях і сплавах істотно знижує їх механічні, корозійні та радіаційні властивості, а, отже, обмежує їх застосування в діючих реакторах і в реакторах, що проєктуються. Опромінення сталі 16X12B2ФТаР викликає утворення в її складі газових трансмутантів (H і He) і легкоплавких металів (Li, Mg, Zn, Cd, Ca, і, можливо, інших), концентрація яких зростає з ростом часу опромінення, залежить від вмісту легуючих елементів і може скласти (через 10 років опромінення) в сумі $\sim 0,1 \cdot \text{мас.}\%$ [15].



Р и с . 3 . 4 . Динаміка падіння активності основних забруднюючих радіонуклідів

З розрахункових даних наведеної активності і часових залежностей спаду наведеної активності після опромінення сплавів системи V-Ti-Cr в нейтронних спектрах поділу і синтезу (повна нейтронна доза $5 \cdot 10^{27} \text{ м}^2$) впливає, що досягнутий на сьогодні рівень вмісту домішок збільшує час досягнення рівня залишкової активності 10^{-2} Зв/год (рівень remote level, при якому дозволена переробка таких матеріалів) приблизно в десять разів, у порівнянні зі сплавами без домішок [13].

Застосування високочистих металів в якості вихідних компонентів нових конструкційних матеріалів та розробка або оптимізація технологій їх виплавки повинні забезпечити необхідний рівень характеристик і властивостей виробів з них.

3.3. Конструкційні матеріали з цирконію для ядерної енергетики

В даний час цирконієві сплави як конструкційні матеріали застосовуються у всіх легководних і важководних енергетичних реакторах для виготовлення оболонок твелів, кожухів і дистанціонуючих решіток збірок твелів, а також в трубах технологічних каналів реакторів типу CANDU і РБМК. Таке положення в сучасній ядерній енергетиці цирконій зайняв завдяки комплексу виняткових властивостей, що відповідають основним вимогам до реакторних матеріалів [18–22].

Цирконій і його сплави мають дуже малий перетин поглинання теплових нейтронів (0,18 барн). Заміна цирконію іншим матеріалом (наприклад, сталлю) призводить до збільшення паразитного поглинання теплових нейтронів, порушення нейтронного балансу в активній зоні ядерного реактора і, внаслідок цього, порушення його нормальної роботи. В цьому випадку для відновлення балансу нейтронів необхідно збільшити збагачення ядерного палива ізотопом ^{235}U . Наприклад, для реактора ВВЕР-1000 перехід від цирконієвої оболонки твела (товщина 0,65 мм) до сталевій (товщина 0,40 мм) вимагатиме збільшення збагачення палива з 4,4 % (збагачення штатного палива) до приблизно 10 %. Втрата теплових нейтронів в оболонці твела зі сталі в 5 разів вище, ніж в оболонці з цирконію.

Збагачення ядерного палива, разом із збільшенням його вартості, призводить до більш жорсткого енергетичного спектру нейтронів, що впливає на кінетичні параметри ядерного реактора, ефективність роботи системи його регулювання, збільшує рівень радіаційного пошкодження матеріалів елементів конструкцій активної зони і, як наслідок, призводить до великих економічних втрат.

З метою поліпшення економіки паливних циклів і подальшого підвищення експлуатаційних характеристик реакторів в найближчі роки планується збільшення терміну експлуатації ТВЗ до 5–7 років і глибини вигорання палива до 65–75 МВт доб / кг U для реакторів ВВЕР і до 35 МВт доб / кг U для реакторів РБМК.

Як впливає з вимог до цирконієвого сплаву в умовах збільшення ресурсу та вигорання палива існує потреба у створенні більш досконалих цирконієвих матеріалів з більш високим рівнем функціональних характеристик. Актуальність і необхідність вирішення цієї проблеми обумовлені такими важливими обставинами:

- прагнення до збільшення допустимої тривалості експлуатації різних виробів з цирконієвих сплавів (оболонки твелів, паливних касет та ін.) і тенденція розширення експлуатаційних умов і режимів роботи вимагають застосування нових цирконієвих сплавів з більш високою тривалою міцністю в порівнянні з відомими цирконієвими сплавами;

- аналіз характеру розвитку катастрофічних процесів в аварійних реакторах АЕС в Чорнобилі та Фукусімі, показав, що однією з причин теплового вибуху цих реакторів є здатність поверхні виробів з цирконієвих сплавів каталізувати активну дисоціацію води на кисень і водень при температурах понад 800–1000 °С. Тому подавлення або нейтралізація цієї здатності надзвичайно важливі як для збільшення протиаварійної стійкості діючих реакторів, так і для створення нових конструкцій активних зон перспективних реакторів з підвищеним рівнем експлуатаційної безпеки.

Оптимальне поєднання ядерних (особливо «нейтронної прозорості»), корозійних, механічних, теплових та інших фізико-хімічних характеристик роблять сплави цирконію безальтернативними конструкційними матеріалами для потреб атомної енергетики, зокрема для комплектації активних зон легководних реакторів з робочою температурою теплоносія до 350–400 °С.

3.3.1. Металургійні фактори, які визначають властивості сплавів цирконію, що знаходяться під дією опромінення

Подальше поліпшення цирконієвих сплавів, вибір найкращих способів їх використання в конструкціях АЕС, необхідність визначення точних термінів їх експлуатації та ряд інших факторів вимагають встановлення загальних закономірностей поведінки матеріалів під опроміненням. На основі наявних літературних даних щодо зміни властивостей холоднодеформованих і термооброблених цирконієвих сплавів під опроміненням можна з'ясувати вплив легування і режимів обробки на радіаційну стабільність цих сплавів.

Дані по дослідженню зміни механічних властивостей під впливом опромінення дають певне уявлення про виникнення та еволюцію радіаційних дефектів у сплавах. Зміни механічних властивостей різних за складом цирконієвих сплавів залежно від флюенса нейтронів якісно однакові [19, 23] (рис. 3.5). На стадії зміни властивостей від флюенса показники міцності збільшуються приблизно в 1,5–3 рази, а пластичність у стільки ж

разів падає і залишається на досить високому рівні аж до флюенса $\sim 4 \cdot 10^{22} \text{см}^{-2}$. Ці результати дають підставу вважати, що механізм радіаційних ушкоджень і кінетика їх розвитку в різних за складом цирконієвих сплавах однакові. Дозова ступінь зміцнення більша для цирконієвих сплавів, в яких α -твердий розчин зміцнено оловом і киснем (рис. 3.5).

Найважливішими передумовами для надійної експлуатації в реакторах оболонок твелів, труб і конструкційних елементів активної зони, виконаних з цирконієвих сплавів, є їх тривала корозійна стійкість і збереження пластичних властивостей. Найбільш небезпечний процес, що веде до окрихчування і появи в цирконієвих трубах тріщин, – їх гідрування воднем, що виділяється з води як при окислювальних процесах (корозії), так і при радіолізі води.

Механічні властивості оболонок з цирконієвих сплавів при опроміненні флюенсом нейтронів 10^{18} нейтр./ см^2 змінюються мало, при подальшому збільшенні флюенса йде плавна зміна і при 10^{21} нейтр./ см^2 в 2 рази збільшуються показники міцності, але в той же час в 2 рази зменшується загальне і в 5-6 разів відносно подовження [24].

Результати випробування сплавів, що знаходяться в різних станах показали, що стабільність деформації повзучості в нейтронному полі в значній мірі забезпечується α -твердим розчином, основою структури малолегованих сплавів. Кисень в α -твердому розчині робить істотний вплив на зменшення деформації повзучості сплаву під опроміненням (рис. 3.6).

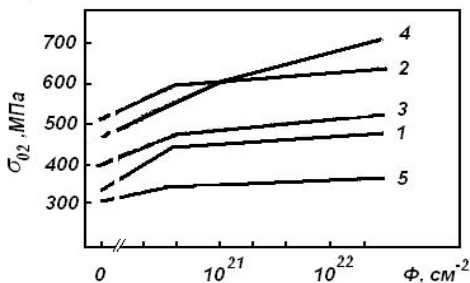
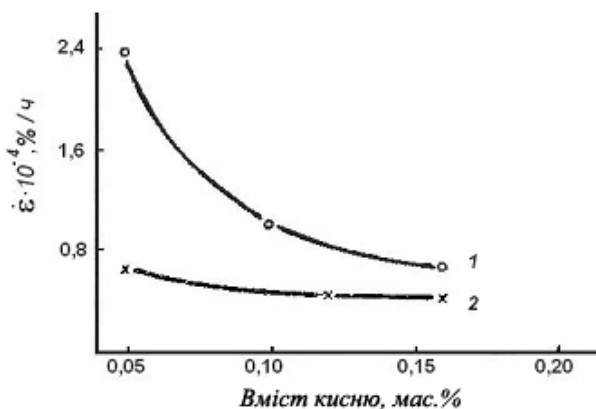


Рис. 3.5. Залежність механічних властивостей цирконієвих сплавів від флюенса нейтронів при температурі 330-350°C [23]:

1 – сплав Zr1Nb; 2 – сплав Zr1NbO; 3 – сплав Zr2,5Nb;
4 – сплав Zr1Nb1Sn0,5Fe; 5 – сплав Zr1Fe1Cr0,4W



Р и с . 3 . 6 . Залежність швидкості повзучості сплаву Zr1Nb від вмісту кисню під опроміненням і до опромінення при 330–350 °С, $\sigma = 100$ МПа:

1 – флюенс $3,8 \cdot 10^{22} \text{ см}^2$; 2 – без опромінення

Особливістю цирконію та його сплавів є анізотропна зміна розмірів виробів під дією опромінення – радіаційний ріст (РР) переважно в напрямку витяжки або прокатки. Факторами, що впливають на РР анізотропних металів і сплавів, є текстура, внутрішнє напруження (перетворення кристалічної решітки), спрямовані зміни розмірів кристалів під опроміненням і ступінь збігу їх з напрямком деформації [25]. Крім того, експериментально показана істотна залежність РР від хімічного складу і структурного стану сплавів. Холоднодеформований на 40 % нелегований цирконій за рахунок РР при флюенсу $\sim 3,9 \cdot 10^{22} \text{ см}^2$ збільшується в розмірах у напрямку прокатки на $\sim 0,9$ %. Відпал після прокатки в залежності від температури знижує РР, і тим помітніше, чим вона вище. При температурі відпалу, близькій до перетворення, ріст змінюється на стиснення в напрямку прокатки. Така залежність пояснюється переважним впливом внутрішніх напружень і подальшим переходом в ізотропний стан.

З мікроструктурної точки зору опір радіаційному росту може бути пояснено особливостями еволюції дислокаційної структури в процесі опромінення. Основним видом радіаційних дефектів в опроміненому сплаві E110 є дислокаційні петлі <c>- і <a>-типу. Опромінення також

прискорює розпад твердого розчину і перерозподілу атомів ніобію у виділеннях β_{Nb} -фази [26].

У сплаві E110 помітний радіаційний ріст і зміни, що відбуваються в його кінетиці, пов'язано з наявністю і накопиченням при опроміненні $\langle c \rangle$ -дислокаційної компоненти [3, 27–29] (рис. 3.7). Утворення під опроміненням дрібнодисперсних виділень затримує появу дислокаційних петель $\langle c \rangle$ -типу, які відповідальні за прискорення радіаційного росту сплаву.

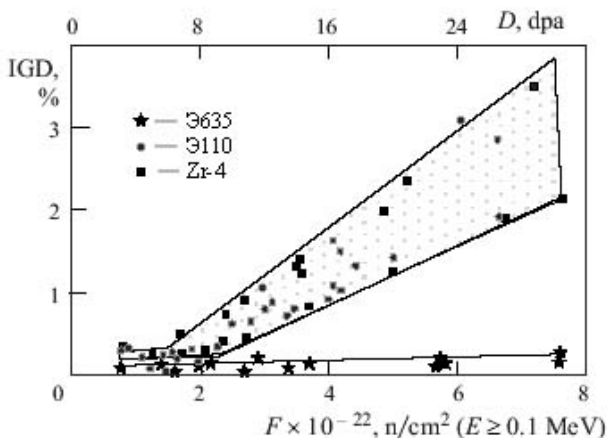


Рис. 3.7. Залежність деформації радіаційного росту опромінених труб від флюенсу нейтронів при 330–350 °C

Поряд зі зміною дислокаційної структури під опроміненням виявлено помітну зміну фазового і мікрохімічного складу фаз в сплавах. Так, в бінарному сплаві з ніобієм (E110) із збільшенням нейтронної дози відбувається помітне збіднення β_{Nb} -фази ніобієм і зменшення щільності β_{Nb} -частинок. Така зміна фазового складу може впливати і на інші властивості, в тому числі на корозію. Структурні дослідження показують принципово однакові зміни, що відбуваються в субструктурі сплавів цирконію під опроміненням — помітне збільшення з флюенсом щільності дефектів і зменшення їх розмірів.

Наведені закономірності в деякій мірі дозволяють оцінити роль окремих металургійних факторів на радіаційну стабільність цирконієвих сплавів, що важливо при удосконаленні сплавів і подальшому використанні їх при конструюванні виробів.

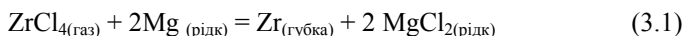
3.3.2. Технологічні схеми отримання цирконію і виробів з нього

Для отримання цирконію ядерної чистоти, проводиться розкриття концентрату, його збагачення, відділення небажаних домішок, розділення цирконію та гафнію. Кінцевими продуктами, які можуть бути відновлені до металу, є ZrO_2 , ZrCl_4 , ZrF_4 , K_2ZrF_6 . Вони і визначають метод отримання металевого цирконію. Найбільшого поширення у світі знайшли такі методи отримання металевого цирконію: відновлення хлориду цирконію натрієм, магнієм або кальцієм; відновлення фториду цирконію кальцієм або магнієм; відновлення діоксиду цирконію кальцієм, магнієм, вуглецем або карбідом; електроліз розплавлених хлоридів або фторидів цирконію; термічна дисоціація галогенідів.

Метод магнієтермічного відновлення (метод Кролла) хлоридів цирконію застосовується найбільш широко в країнах Заходу. Відновлення тетрахлорида цирконію магнієм включає три основні стадії [30, 31]:

1. Очищення тетрахлорида цирконію.
2. Відновлення парів тетрахлорида цирконію розплавленим магнієм.
3. Вакуумна дистиляція хлориду магнію і надлишку магнію з цирконієвої губки або проведення вилуговування губки.

Реакція відновлення дуже легко протікає за таким рівнянням:



Відмінності в технологічних схемах виробництва цирконієвих виробів в США та Франції визначаються способами розкриття руди та екстракції [5, 31, 32].

Виробництво виробів з цирконієвих сплавів в Росії здійснюється за технологією, що складається з таких переробок [31, 33]: отримання гексафторцирконата калію (K_2ZrF_6) і його очищення від гафнію та інших домішок методом фракційної кристалізації; електроліз фторидно-хлоридного розплаву з отриманням катодного осаду і витягом з нього гідрометалургійним методом порошку металевого цирконію; виплавка злитків цирконієвих сплавів вакуумною дуговою плавкою з електродом, що ви-

трачається; гаряча обробка тиском методами кування, прокатки і видавлюванням пруткових і трубних заготовок; холодна деформація труб на станах валкового і роликового типу з термічними обробками у вакуумних печах.

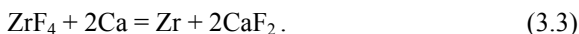
З цирконію отримують електроліт K_2ZrF_6 , в який додається сполука $KCl-KF-NaCl$. Промислове отримання цирконію реакторної чистоти здійснюється електролізом фторидно-хлоридних розплавів в герметичних електролізерах. Електроліз протікає згідно з реакцією



В результаті електролізу отримують цирконієвий порошок з вмістом кисню 0,04-0,08 мас.%, який служить основою сплавів Е-110, Е-125 і Е-635. Вміст гафнію в цирконії становить 0,03-0,04 %. Для отримання порошку металевого цирконію з вмістом гафнію $< 0,01$ % в технологічному ланцюжку додається тетрафторид цирконію (ТФЦ) виробництва ДНВП «Цирконій» (Україна).

При виробництві злитків сплавів суміш порошку цирконію, легуючих елементів і цирконію спресовують на гідравлічному пресі в порожнисті брикети, в отвори яких вставляють штанги оборотного металу. Зібрані таким чином заготовки спікають у вакуумній печі. З отриманих заготовок і прутків йодидного металу формують електрод. Довжина отриманого електрода близько двох метрів, діаметр 280 мм. Виплавка злитків здійснюється дворазовим вакуумно-дуговим переплавом. Отримані злитки проходять гарячу обробку методами кування, прокатки і видавлюванням пруткових і трубних заготовок. Наступний етап обробки – холодна деформація труб на станах валкового і роликового типу з термічними обробками у вакуумних печах.

В Україні промислове отримання пластичного цирконію реакторної чистоти здійснювалося екстракційно-кальцієрмічною технологією. Основу гідрометалургійної переробки становила содово-екстракційна технологія, що дозволяє отримувати чистий тетрафторид цирконію [5]. В основі металургійної переробки лежав процес кальцієрмічного відновлення ТФЦ. При отриманні металевого цирконію в якості відновника використовувався металевий кальцій. Відновлення відбувалося за реакцією



Отриманий зливоч чорного цирконію в подальшому йшов на електронно-променевий переплав, який проводився з метою рафінування цирконію від металевих домішок і шлаку, та отримання злитка, придатного для отримання заготовок під прокат. Такий метал отримав назву – кальцієстермічний цирконій (КТЦ).

Однією з найважливіших практичних особливостей кальцієстермічного способу відновлення металевих цирконію є можливість отримання сплавів цирконію безпосередньо в процесі відновлення. У цьому випадку одержують злитки сплаву з однорідним розподілом легуючих компонентів [34, 35]. КТЦ відповідає за вмістом гафнію ($< 0,01\%$) загальноприйнятим світовим стандартам.

Недоліками кальцієстермічного способу отримання Zr є:

- висока собівартість КТЦ (в Україні не виробляється фтористий водень, плавикова кислота, металевий кальцій; витрати тільки цих трьох реагентів на 1 кг Zr складають 17,2 дол. США);
- неможливість використання технології КТЦ для отримання складнолегованих сплавів (типу циркалой, Е-635) у зв'язку із застосуванням ЕПП.

Техніко-економічний аналіз показав, що електролітична схема отримання металевих цирконію не має значних переваг перед кальцієстермічною технологією.

У зв'язку з вищесказаним (висока собівартість КТЦ, необхідність виключення застосування фтору у виробництві Zr, відсутність металевих кальцію, а також орієнтування всіх світових виробництв на хлоридну технологію) в Україні було прийнято рішення про переоснащення наявних потужностей під хлоридно-магнієву технологію.

3.3.3. Основні домішкові елементи в цирконієвих сплавах та їх вплив на властивості цих сплавів

З наведених вище даних стає ясно, що процеси отримання цирконієвих сплавів російського виробництва і західного виробництва сильно відрізняються. У зв'язку з цим важливим є протиставлення типів домішок і механізмів їх потрапляння в сплави в процесі виробництва двох груп цирконієвих сплавів [31]. Головні відмінності між сплавами російського і західного виробництва можна узагальнити таким чином: процесам ви-

робництва сплавів типу циркалой, Zirloy, M5 властиво присутність в кінцевому продукті домішок Ca і Mg або Al і Mg; в процесі виробництва сплавів E110 і E635 використовується фтор, і як наслідок його присутність в сплавах.

У сплавах цирконію для ядерних реакторів нормується вміст близько 20 домішок. Вплив домішок на властивості цирконієвих сплавів різноманітні. Відомо, що Hf підвищує коефіцієнт захоплення нейтронів цирконієм; Al, Ti, N, C знижують корозійну стійкість цирконію у воді при високій температурі; Si, Cl, P, F, S і H знижують в'язкість руйнування і тим самим погіршують технологічність і тріщиностійкість виробів; кисень підвищує міцність цирконію; Fe благотворно впливає на опір корозії цирконію у воді і парі; Ni посилює поглинання водню і тим самим знижує в'язкість руйнування виробів [36]. Cl і F – надзвичайно активні елементи, що вступають у взаємодію майже з усіма речовинами (NaCl, MgCl, FeCl, CaCl та ін.).

Мікроструктура цирконієвих сплавів чутлива до наявності домішок і рівномірності їх розподілу. Утворення мікроструктури типу так званих кошикових плетінь в злитках і оброблених при температурі в області існування β -фази виробках, а також наявність пор та рядків у структурі вказує на підвищений вміст в них насамперед Mg, K, Ca, Na, Cl, F і їх неоднорідний розподіл [37]. Розвиток структури типу кошикового плетіння пов'язують з зародками, на яких починається фазове перетворення під час охолодження. C, P, Si – елементи з низькою розчинністю, вони також сприяють утворенню структури цього типу.

Отже, домішки в цирконієвих виробках роблять істотний вплив на їх структуру і властивості. Наявність в цирконії C, Si, P, Mg, K, Ca, O, Na, Cl, F, Ni, H, особливо при комплексному їх вмісту, робить негативний вплив. Для задоволення зростаючих вимог до цирконієвих виробів для ядерних реакторів необхідно зменшувати концентрації цих домішок до мінімальних значень.

При нормальних умовах експлуатації значних відмінностей труб зі сплаву Zr-1% Nb на основі цирконієвої губки (сплав M5) і сплаву на основі електролітичного цирконію (сплав E110) в структурно-фазовому стані, текстурі, короткочасних механічних властивостях на розтягування і корозії практично немає. Однак в умовах аварій, пов'язаних з втратою теплоносія (loss-of-coolant accident (LOCA)), при яких матеріал оболонок

твелів піддається впливу пари при високих температурах, російські та західні сплави цирконію, що містять ніобій, ведуть себе інакше [37]. Для штатних твелів зі сплаву E110 на основі електролітичного цирконію в суміші з йодидним цирконієм властива нестабільність поведінки оболонки в умовах проектних аварій типу LOCA. Це проявляється в утворенні пористих оксидних плівок, що обсіпаються, і надмірному зниженні пластичності після високотемпературного окислення. При виготовленні оболонки твелів зі сплаву Zr-1%Nb на основі магнієтермічного губчастого цирконію після окислення при 1100 °C поверхня оболонки покривається щільною, чорною, блискучою оксидною плівкою, що не відшаровується аж до локальної глибини окислення 18 %, при цьому матеріал задовольняє критеріям пластичності ($> 1\%$) [38].

В умовах LOCA відбувається високотемпературне окислення оболонкових трубок у водяній парі, що викликає їх окрихчення і можливе руйнування. Кристалографічна структура діоксиду цирконію, отриманого в парі при 800–1490 °C, – моноклінна, або тетрагональна, або суміш моноклінної і тетрагональної. При однакових умовах (іншими словами при подібних температурах, тиску і складі домішок) на відносну стабільність моноклінної або тетрагональної структури сильно впливає стехіометрія оксиду.

Наявність в елементарній комірці оксиду ніобію, що має валентність більшу, ніж чотиривалентний цирконій, сприяє меншій концентрації кисню, і, отже, стехіометричності оксиду. Це призводить до більш низької об'ємної частки тетрагональної фази в оксидному шарі. Через низьку об'ємну частку тетрагонального оксиду в'язкість руйнування оксидного шару стає значно нижчою. У цій ситуації, оксидний шар є сприйнятливим до місцевих мікротріщин, оксид втрачає свою прилеглу захисну структуру і оболонка стає сприйнятлива до нодулярного окислення.

Крім того, локалізовані залишки ZrF_4 , які потрапили в сплав в процесі виробництва (під час розпаду циркону для сплавів E110 і E635), стають нестійкими і розпадаються в процесі окислення при високих температурах (температура кипіння ZrF_4 становить ≈ 902 °C). При > 900 °C відбувається швидке поширення нестійких атомів фтору в матриці сплаву до поверхні шару оксиду, в якому вони більш термодинамічно стабільні, а в кінцевому підсумку вони залишаються в комірці оксиду, займаючи місця вакансій кисню в решітці діоксиду, отже, вони сприяють стехіо-

метричності оксиду, фактично знижуючи стабільність тетрагонального оксиду. Цей процес підсилює сприйнятливість деяких місць шару до нодулярного окислення [38].

Це дозволяє зробити висновок, що наявність фтору в Zr-Nb сплавах підсилює їх сприйнятливість до нодулярного окислення. Тому, вимоги безумовного виконання для оболонки твела критеріїв проектних аварій LOCA орієнтують всіх світових виробників ядерно чистого цирконію на виробництво цирконію по хлоридно-магнієвої технології, яка не допускає потрапляння фтору в цирконій.

3.3.4. Вплив гафнію на ефективність використання виробів з цирконію

Особливістю цирконієвих матеріалів є присутність у них гафнію, оскільки всі цирконієві руди містять гафній зазвичай в кількості до 3 %. Гафній має великий перетин поглинання теплових нейтронів (105–115 барн), що перевищує в 600 разів перетин поглинання цирконію.

Кілька років тому в стандартах ASTM B-350 і в технічних умовах колишнього СРСР вимоги до вмісту гафнію в сплавах цирконію становили 0,01 мас.%. Зараз вимоги на вміст гафнію в сплавах цирконію більш жорсткі: <0,01 мас.% [28, 39]. У табл. 3.6 наведені дані по вмісту гафнію в цирконієвих матеріалах різного способу виробництва. Для розділення цирконію та гафнію застосовуються різні методи, до яких відносяться: дробова кристалізація і осадження, дробова дистиляція і сублімація, перенесення іонів, хроматографічний метод, рідинна екстракція та ін. [30, 40].

Т а б л и ц я 3.6

Вміст гафнію в цирконієвих матеріалах

Матеріал	Технічні умови, стандарти	Вміст гафнію, мас.%	
		Вимоги стандартів	Фактичний вміст
Сплав E635	ТУ 001.185-95	$1 \cdot 10^{-2} \%$	—
Сплав E110	ТУ 95.2594-96	$5 \cdot 10^{-2}$	$3,3 \cdot 10^{-2}$
Кальцієрмічний злиток	ТУ95.2185-90	$1 \cdot 10^{-2}$	$< 5 \cdot 10^{-3}$
Магнієрмічний злиток	ASTM B-350	$< 1 \cdot 10^{-2} \%$	$5 \cdot 10^{-3} \%$

В роботі [41] наведена формула для оцінки підвищення економічності (ΔE) паливних циклів ядерних реакторів через зниження вмісту гафнію в цирконієвих виробках для реакторів на 0,01 %:

$$\Delta E = 0,67 \cdot N / 84, \%, \quad (3.4)$$

де N – щорічна кількість паливних касет підживлення (робочі касети і ТВЗ касет СУЗ в сумі).

Там же показано, що економічний ефект, розрахований без урахування ізотопного складу гафнію в процесі роботи, виражений в продовженні роботи завантаження ΔT , від зниження гафнію в сплавах цирконію E110 і E125 від 0,05 до 0,01 % складає ~ 8 ефективних діб (при 4-річному паливному циклі з щорічною витратою цирконію як матеріалу на вироби на один енергоблок АЕС з ВВЕР-440 $\sim 4,5$ т).

Оцінка впливу гафнію в оболонках твелів на нейтронно-фізичні характеристики палива, яка виконана в роботі [42], показала, що при виборі в якості типової кампанії паливної кампанії на одному з енергоблоків АЕС України з ВВЕР-1000, перевантажувальна партія палива складається з 24 ТВЗ із збагаченням 4,40 %, 30 ТВЗ із збагаченням 2,23 %, однієї ТВЗ із збагаченням 3,00 % і однієї ТВЗ із збагаченням 1,60 %. У випадку, коли оболонки твелів були виготовлені з стандартного сплаву Zr з вмістом Hf $4,29 \cdot 10^{-2}$ %, довжина кампанії склала 294,5 ефективних діб. У випадку, коли в цих же оболонках гафній був практично відсутній, довжина кампанії склала 300,0 ефективних діб.

Ефективний коефіцієнт розмноження нейтронів для нескінченного середовища k_{∞} , що складається з ТВЗ із твелами, виготовленими з цирконію із вмістом гафнію $4,29 \cdot 10^{-2}$ % і збагаченням 4,40 %, дорівнює 1,140. У разі практичної відсутності гафнію $k_{\infty} = 1,144$. Для того, щоб отримати такий самий k_{∞} для ТВЗ без гафнію, необхідно зменшити збагачення до 4,33%.

Використання сплавів цирконію із вмістом гафнію $5 \cdot 10^{-3}$ мас.% замість стандартного сплаву подовжує довжину кампанії приблизно на 4,9 ефективних діб в розрахунку на одну перевантажувальну партію, або приблизно на 15 ефективних діб при повній зоні [42]. Цей самий сплав дозволяє знизити збагачення з 4,40 до 4,34 % для отримання таких самих нейтронно-фізичних характеристик палива.

3.3.5. Експериментальні дослідження рафінування цирконію

3.3.5.1. Рафінування цирконію методом електронно-променевої плавки

На основі досліджень поведінки окремих домішок або їх груп при рафінуванні металів різними фізичними методами встановлено, що електронно-променева плавка (ЕПП) у високому вакуумі є одним з основних методів рафінування цирконію і дозволяє отримувати цирконій, з якого можна виготовляти сплави і вироби для атомної техніки. Домішки проникнення (кисень, азот, вуглець) і металеві домішки суттєво впливають на механічні та корозійні властивості цирконію, тому велика увага приділяється питанням отримання високочистого цирконію з малим вмістом цих домішок методом ЕПП.

Процес електронно-променевої плавки полягає в розплавленні вихідного злитка у вакуумі та подальшій його кристалізації. Основним механізмом рафінування металів від металевих домішок при нагріванні у вакуумі є випаровування легколетючих металевих домішок. Технологічна схема електронно-променевої плавки поєднує декілька процесів, призначених для виробництва злитків металу високої якості. Переваги цього процесу – високі показники рафінування металу, які досягаються за сприятливих кінетичних і термодинамічних умов протікання дегазації і інших реакцій, очищення металу від включень і випаровування шкідливих домішок. Цьому сприяє велика питома площа поверхні розплавленого металу. Важливе значення для показників рафінування мають і умови затвердіння металу. Мілка ванна, високий градієнт температури в рідині, вузька двофазна зона, послідовне переміщення фронту кристалізації сприяють виділенню включень на поверхню металу і подальшій їх дисоціації. Внутрішня будова злитка залежить від глибини і форми металевої ванни. Форма і глибина металевої ванни визначаються швидкістю плавки і потужністю електронного пучка, підведених до ванни.

Проведений розрахунок мінімально досяжної концентрації домішки показує, що очищення цирконію від летючих домішок зменшується в рядках: $Zn > Be > Mn > Al > Cr > Cu > V > Fe > Co > Ni > Si$. У процесі ЕПП може бути ускладнене очищення до необхідного рівня цирконію від кобальту, кремнію і нікелю.

Цирконій утворює міцні з'єднання з азотом і киснем, тому зниження вмісту цих домішок у ньому за основними механізмам видалення двоатомних газів під час електронно-променевої плавки у вакуумі практично неможливе. Переважно це стосується видалення азоту з цирконію. Знизити вміст азоту в цирконії можна лише на попередній стадії відновлення. Таким чином, після ЕПП вміст газових домішок в цирконії практично не змінюється. При нагріванні цирконію у вакуумі навіть при дуже низьких тисках концентрація газів і вуглецю може зростати в результаті взаємодії з залишковими газами вакуумної камери.

Для отримання якісних зливків цирконію, які застосовуються в атомній енергетиці, з підвищеними вимогами по вмісту домішок проникнення необхідно покращувати вакуумні умови при ЕПП. При плавці цирконію необхідний низький парціальний тиск компонентів у робочій камері. Під час ЕПП вакуум в установці з паромасляними дифузійними насосами відкачування становить $1 \cdot 10^{-1} \dots 1 \cdot 10^{-4}$ Па і в спектрі залишкових газів вакуумних камер міститься водень, водяна пара, азот, кисень, оксид і діоксид вуглецю, вуглеводні та інші газові компоненти. Співвідношення між цими компонентами залежать від засобів відкачування та умов проведення процесу ЕПП.

Чистота цирконію, після електронно-променевої плавки, перевершує чистоту металу, отриманого іншими методами рафінування, наприклад, вакуумно-дуговим переплавом (ВДП) (табл. 3.7). Більш глибокий вакуум при електронно-променевої плавці змінює умови взаємодії металу, що переплавляється, з розрідженим газовим середовищем, що призводить до зниження вмісту домішок проникнення в цирконії. Домішки видаляються при ЕПП більшою мірою, ніж при ВДП.

Узагальнені результати розрахунків ефективності очищення цирконію методом електронно-променевої плавки наведено в табл. 3.8. Із таблиці видно, що при рафінуванні цирконію методом електронно-променевої плавки металеві домішки: Al, Cu, Ti, Be, Fe, Mn, Cr будуть ефективно видалятися з цирконію при плавці; домішки Si, Ni, B будуть незначно видалятися лише при втраті маси основи до 2 %, проте домішки, Hf, Nb і Mo будуть накопичуватися в цирконії, тому їх потрібно видаляти з цирконію на більш ранніх стадіях очищення [43].

Т а б л и ц я 3.7

Вміст газових домішок в цирконії після переплавки у вакуумній дуговій печі та електронно-променевої печі

Спосіб плавки	Вміст домішок, мас. %			Вакуум при плавці, Па
	Кисень	Водень	Азот	
ВДП	0,019–0,025	0,001	0,003–0,01	10–1
ЕПП	0,012–0,016	0,0003	0,002–0,006	$1-10^{-2}$

Т а б л и ц я 3.8

Ефективність очищення цирконію від домішок при ЕПП

Ефективність очищення	Домішки
немає очищення при втраті маси основи 5 %	Hf, Mo, Nb
значне очищення при втраті маси основи 2 %	B, Si, Ni
значне очищення при втраті маси основи < 1 %	Al, Cu, Ti, Be, Fe, Mn, Cr

Експериментально показано, що сприятливі умови рафінування у поєднанні з оптимальною технологією дають можливість досягати при ЕПП значного підвищення металургійної чистоти цирконію. Узагальнені результати систематичних досліджень процесу рафінування кальцієстермічного (КТЦ) і йодидного цирконію методом ЕПП в установці з комбінованим відкачуванням характеризуються наступними даними: мікротвердість цирконію знижується з 1200 до 800 МПа, відбувається істотне зменшення концентрації металевих (рис. 3.8) і газових домішок в цирконії, а також зниження твердості (рис. 3.9). Причому показники чистоти двократного рафінування цирконію методом ЕПП дещо кращі. Вміст домішок проникнення в цирконії змінюється з 0,18 до 0,12 мас. % після першої ЕПП і до 0,1 мас. % після другої ЕПП (рис. 3.9). Твердість по Бринелю цирконію знижується з 2250 до 1750 і 1370 МПа у металу після першого і другої електронно-променевого переплаву відповідно. Наведені дані свідчать про ефективність методу ЕПП при рафінуванні цирконію від металевих домішок [43].

Подальше очищення цирконію може бути вдосконалено за рахунок застосування комплексу хімічних і фізичних методів рафінування. Зокрема, на попередніх стадіях необхідне більш повне видалення з цирконію гафнію, азоту, вуглецю та ін. Видалення легколетючих металевих домішок може бути досягнуто електронно-променевою плавкою, для рафінування цирконію від домішки кисню доцільно вводити розкислюючі компоненти.

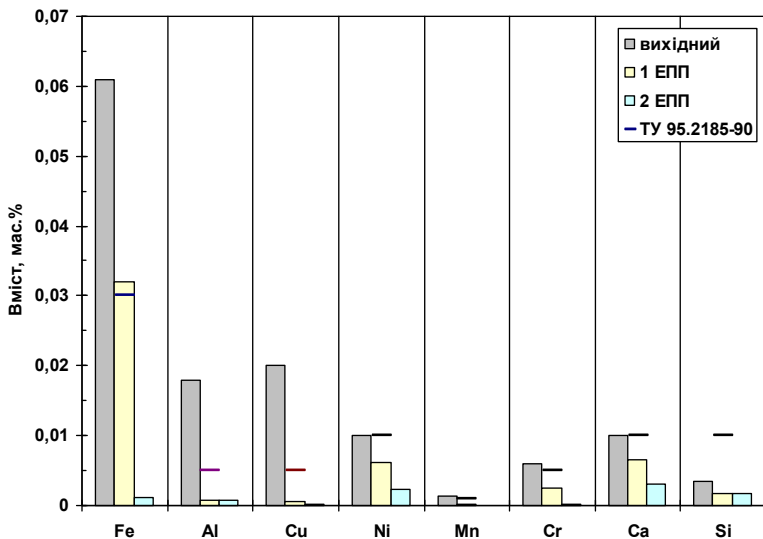


Рис. 3.8. Зміна вмісту металевих домішок в цирконії після двох ЕПП

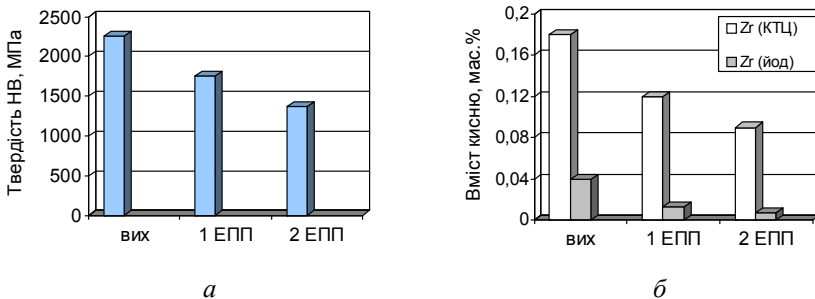


Рис. 3.9. Зміна твердості по Брінеллю КТЦ (а) і зміна вмісту кисню в КТЦ і йодидному металі (б) залежно від кількості плавок

Аналіз даних щодо впливу вакуумних умов на якість цирконієвих матеріалів та особливостей крапельної ЕПП дозволяє зробити висновок, що для підвищення якості цирконію після ЕПП необхідно: поліпшувати вакуумні умови при плавіці цирконію за рахунок застосування безмасляних типів вакуумних насосів; здійснювати постійний контроль величин парціального тиску газових домішок в плавильному просторі; проводити два послідовних переплави металу.

Експериментальні дослідження показали, що електронно-променева плавка є досить ефективним рафінуючим процесом для цирконію. У результаті проведення експериментальних досліджень з рафінування йодидного цирконію методом електронно-променевої плавки були отримані зразки з вмістом домішок, які наведено у табл. 3.9. У таблиці крім хімічної чистоти цирконію, яка характеризується загальним вмістом домішок, наведена величина відносного електроопору $R(300K)/R(4,2K)$.

Т а б л и ц я 3.9

Зміна вмісту домішок в цирконії

Домішка	Вміст домішок, мас. %	
	Вихідний	Після ЕПП
Кисень	0,04	0,008-0,013
Азот	0,006	0,004
Вуглець	0,035-0,04	0,025
Водень	0,0045	0,001
Залізо	0,025	0,008
Алюміній	0,004	0,003
Мідь	0,0065	0,0006
Нікель	0,0065	0,004
Хром	0,005	0,002
Титан	0,0023	0,0001
Кремній	0,006	0,005
Ніобій	<0,001	<0,001
Гафній	0,018	0,018
Кальцій	0,006	0,0001
Фтор	0,003	0,0002
Молібден	0,005	<0,001
$R(300K) / R(4,2K)$	30	100

З табл. 3.9 видно, що застосування електронно-променевої плавки призводить до зниження вмісту домішок у цирконії. Основними домішковими елементами, що не видаляються з цирконію при електронно-променевій плавці, є гафній, вуглець і молібден. Порівняння з розрахунковими концентраціями домішок показують, що концентрації гафнію, молібдену і титану в цирконії добре збігаються з розрахунковими значеннями.

В проведених експериментальних дослідженнях мікротвердість вихідного цирконію становила 1200 МПа, а після ЕПП знизилася до 800 МПа. Подвійний переплав цирконію в установці з безмасляної системою відкачування дозволив отримати злиток цирконію з твердістю 639 МПа, чистотою 99,99 мас.% [31, 43, 44].

3.3.5.2. Очищення цирконію від кисню

В даний час встановлено, що вирішальний внесок у величину сумарного вмісту домішок вносять газоутворюючі елементи: середній їх вміст у зразках металів знаходиться на рівні 10^{-4} ат.%, тому подальше підвищення чистоти металів може бути досягнуто за рахунок видалення основних газоутворюючих домішок.

Підвищений вміст кисню в цирконії і сплаві цирконію з ніобієм (до 0,14 мас.%) погіршує технологічні властивості цього сплаву при гарячій і холодній переробці, а також призводить до зниження експлуатаційних характеристик отриманих труб. Тому розробка методів видалення кисню з цирконію досить актуальна.

При переплаві металів у вакуумі при високих температурах відбувається видалення кисню з металів в газову фазу у вигляді летючих оксидів. Такий вид розкислення металів називається дистиляційним. Здатність металу до дистиляційного розкислення можна оцінити, використовуючи коефіцієнт розділення газової домішки (кисню) між газовою і рідкою фазами. Аналіз даних по дистиляційному розкисленню цирконію показує, що очищення цирконію завжди можливе, проте ефективне лише при малих концентраціях кисню. Оскільки процентний вміст зв'язаного кисню в цирконії великий і швидкість дистиляційного розкислення низька, то для його вакуумного розкислення доцільно використовувати додатки хімічно активної речовини, що утворює летючі субоксида.

Елемент-розкислювач буде ефективний в тому випадку, коли тиск пари його субоксида вище тиску монооксида металу-основи. Крім цього

необхідно, щоб парціальний тиск самого елемента був нижче парціального тиску його субоксида.

За здатністю поглинання кисню метали можуть бути класифіковані в ряд $\text{La} > \text{Al} > \text{Si} > \text{Y} > \text{Sc} > \text{Ti} > \text{Zr} > \text{V}$.

Металевий поглинач кисню повинен видалятися з цирконію при плаванні через свою відносну летучість, тобто в основному у формі газоподібного оксиду і потім остаточно в металевій формі.

При проведенні експериментальних робіт з рафінування цирконію було помічено, що метал, який містить значну кількість алюмінію в початковому стані, після ЕПП має істотно меншу кількість кисню. Передбачалося, що реакція видалення кисню відбувається через утворення нижчого оксиду алюмінію Al_2O , що має високу летучість.

Виходячи з вище сказаного і на підставі літературних даних, у якості розкислюючого компонента цирконію був обраний алюміній.

Експериментальні дослідження з підвищення чистоти цирконію від кисню показали, що введення алюмінію в якості розкислюючого компонента до 1–3 мас.% приводить до зниження вмісту кисню в цирконії на стадії електронно-променевої плавки до 0,08–0,09 мас.%. Кількість алюмінію в зливку складає $3,5\text{--}0,8 \cdot 10^{-3}$ мас.% і не перевищує його вмісту в цирконії, одержаному без додатків алюмінію. Вміст інших металевих домішок задовольняє технічним вимогам на цирконій [43].

3.3.5.3. Вплив чистоти цирконію на його структуру і властивості

Дослідження впливу чистоти металу на мікроструктуру і механічні властивості цирконію показали істотний вплив чистоти металу на його властивості.

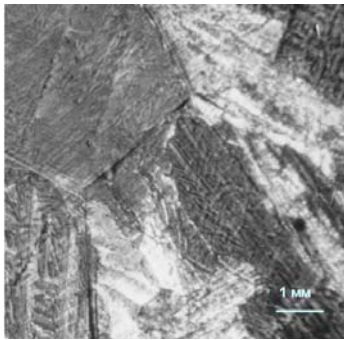
При дослідженні мікроструктури було виявлено, що структура чистого цирконію $(R(300\text{K})/R(4,2\text{K}) \sim 100)$ складається з відносно великих зерен, розмір яких 5–10 мм. Зі зменшенням чистоти цирконію розмір зерен зменшується, і в разі металу технічної чистоти $(R(300\text{K})/R(4,2\text{K}) \sim 7)$ після відпалу розмір зерна становить 0,5–2,0 мм (рис. 3.10).

При дослідженнях мікроструктури цирконію різної чистоти виявлені включення двох типів: голчасті, розташовані головним чином по межах зерен, і округлі всередині зерен. Зі збільшенням чистоти цирконію розміри включень зменшуються з 0,5–1,0 мкм до 0,2–0,3 мкм. Залежність кількості включень від чистоти цирконію наведена на рис. 3.11, з якого вид-

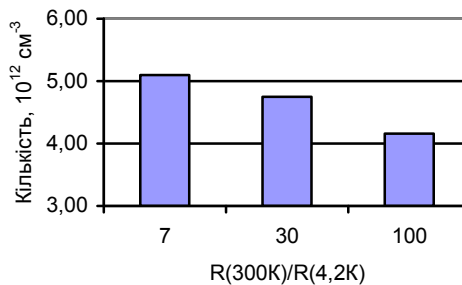
но, що підвищення чистоти металу призводить до зменшення кількості включень в ньому.

Механічні властивості цирконію значно залежать від його чистоти. У табл. 3.10 наведені результати дослідження механічних властивостей цирконію різної чистоти (випробування проведені при температурі 20 °С).

Властивості металів в значній мірі залежать від вмісту домішок, зокрема мікротвердість лінійно залежить від концентрації домішок в металі. Тому по зміні величини мікротвердості можна судити про чистоту матеріалу. На рис. 3.12 показана залежність зміни величини мікротвердості цирконію від вмісту кисню.



Р и с . 3 . 1 0 . Мікроструктура цирконію з $R(300K)/R(4,2K) = 30$



Р и с . 3 . 1 1 . Залежність кількості включень від чистоти цирконію

Таблиця 3.10

Механічні властивості цирконію різної чистоти

$R(300K) / R(4,2K)$	σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %
7	400–470	280–320	18,0
30*	200	120	28,0
100*	130	85	34,0

Примітка: * дані за хімічним складом зразків наведені в табл. 3.9.

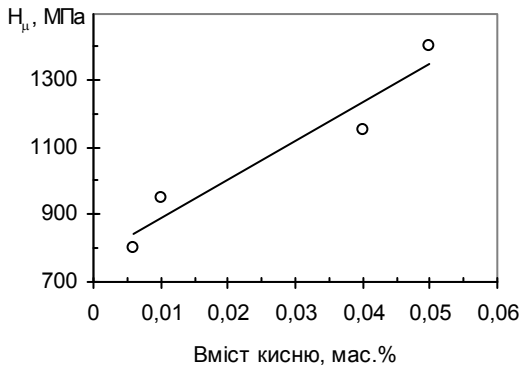


Рис. 3.12. Залежність мікротвердості цирконію від вмісту кисню

3.3.6. Цирконієвий сплав для ядерних реакторів на основі української сировини

Забезпечення АЕС України ядерним паливом є одним з пріоритетних напрямків у сфері національної безпеки України в галузі енергетики. Концептуально розвиток виробництва ядерного палива в Україні базується на використанні національних сировинних ресурсів, виробничого і науково-технічного потенціалу в галузі ядерних технологій, зокрема видобування та переробки уранових і цирконієвих руд, виробництва цирконієвих сплавів і прокату. Все це знайшло своє відображення в стратегії розвитку ядерної енергетики в Україні.

У складі вітчизняного ядерно-енергетичного комплексу сьогодні діють 15 атомних енергоблоків загальною встановленою потужністю 13835 МВт. Ядерне паливо (твели) українськими АЕС сьогодні закуповується в Російській Федерації і в США. При цьому близько 30 % природного урану і 100 % цирконієвого концентрату, необхідних для виготовлення твелів, виробляються в Україні. Тому необхідно прискорення реалізації намірів України щодо створення елементів ядерно-паливного циклу для істотного зменшення залежності від імпорту і витрат України на закупівлю комплектуючих виробів для вітчизняних АЕС. Доцільно розвивати власне промислове виробництво паливних збірок, елементів систем управління і захисту реакторів на основі власних сировинних ресурсів. Створення власного виробництва цирконієвих комплектуючих твелів підвищить економічну і політичну незалежність України.

Подальше підвищення експлуатаційної надійності ядерного палива і поліпшення техніко-економічних показників паливних циклів (забезпечення середнього вигорання урану 60–65 МВт·добу/кг, тривалість паливної кампанії 5–6 років) в першу чергу пов'язані зі збільшенням ресурсних характеристик конструкційних матеріалів і твелів. Тому створення нових удосконалених конструкційних матеріалів активних зон передбачає подальше удосконалення якості оболонок твелів зі сплаву E-110 (Zr + 1Nb) і комплектуючих елементів ТВЗ, а також використання для виробництва конструкційних матеріалів цирконію зі зниженим вмістом гафнію ($< 0,01$ мас.%).

В Україні сплав цирконію з 1 % ніобію КТЦ-110 (Zr1Nb), аналогічний російському сплаву E-110, який використовується при виготовленні твелів, в тому числі і для вітчизняних АЕС, отримують методом електронно-променевої плавки із застосуванням проміжної ємності, що дозволяє створювати технологічні схеми, в яких плавлення, рафінування і кристалізація розплаву металу здійснюються роздільно. Основним недоліком виробництва трубних заготовок для труб-оболонок з цирконієвих сплавів, отриманих цим методом, є грубозерниста структура, яка при подальшій трубній переробці призводить до різнозернистості і, отже, до неоднорідності фізико-механічних властивостей готових тонкостінних труб. Грубозерниста структура сплаву Zr1Nb сучасного промислового українського виробництва, а також більш високий вміст кисню, до 0,14 мас.% (у сплаві E-110 – до 0,1 мас.%), погіршує технологічні властивості матеріалу при гарячій і холодній переробці, а підвищений вміст

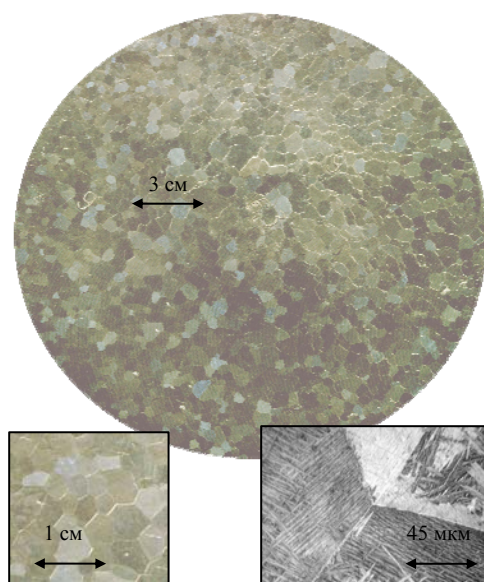
кисню в злитках цирконієвого сплаву призводить до зниження експлуатаційних характеристик отриманих труб.

У зв'язку з цим було проведено дослідження по використанню подвійної вакуумно-дугової плавки (ВДП) електродів, що витрачаються, виготовлених із застосуванням потрібної шихти для одержання зливків сплаву Zr1Nb з більш високими технологічними властивостями [43, 45–51].

Застосування методу подвійної вакуумно-дугової плавки дало змогу ефективно поліпшити хімічний склад і структурний стан злитків сплаву Zr1Nb. При першій ВДП відбулося зниження вмісту кисню за рахунок добавки йодидного цирконію і очищення сплаву від легколетючих і неметалічних домішок, друга переплавка забезпечила гомогенність легуючого компоненту і домішок по перетину і висоті злитка, що забезпечило більш однорідну структуру і подальше очищення від металевих домішок і вуглецю.

Проведеними дослідженнями встановлено, що по хімічному складу, якості поверхні, внутрішній структурі і механічним властивостям сплав, одержаний методом подвійної ВДП, має переваги перед сплавом, одержаним методом ЕПП. Більш однорідна і дисперсна структура одержаних злитків дасть можливість поліпшити якість гарячепресованої трекс-труби і техніко-економічну ефективність процесу одержання труб в цілому. На рис. 3.13 показано структуру та зовнішній вигляд злитків сплаву Zr1Nb після подвійної ВДП. Вміст домішок і легуючого елемента в злитках отриманого сплаву наведено в табл. 3.11, там же для порівняння наведені дані технічних умов на штатний для українських АЕС сплав E110.

Мікροструктурні дослідження за допомогою світлового мікроскопа показали, що у злитку після ВДП структура дрібніша, ніж у вихідному зливку після ЕПП. Отже, основні структурні параметри (розміри β -зерен, відстані між пластинами, розміри пакетів) в злитках після ВДП менші, а структура в цілому більш дисперсна. А це особливо важливо, оскільки передбачається, що в більш дисперсній вихідній литій структурі швидше відбувається зворотне $\alpha \rightarrow \beta$ -перетворення. Це у свою чергу, впливає на тривалість процесу нагріву в індукторі і на повноту $\alpha \rightarrow \beta$ -перетворення при гарячому пресуванні в промислових умовах. Скорочення часу нагріву і подальшого пресування необхідне для зменшення товщини насиченого газом шару і, таким чином, зниження витратного коефіцієнта і поліпшення якості гарячепресованої заготовки.



a



б

Р и с . 3 . 1 3 . Структура (а) та зовнішній вигляд злитків сплаву Zr1Nb після механічної обробки (б)

Таблиця 3.11

Вміст домішок в злитках Zr1Nb після подвійної
вакуумно-дугової плавки, мас.%

Домішка	Zr1Nb	Сплав Е-110*	Домішка	Zr1Nb	Сплав Е-110*
Al	0,00011–0,00022	0,008	K	<0,0005	0,004
B	<0,00001	–	Li	<0,00001	0,0002
Be	<0,00001	0,003	Mn	<0,0005	0,002
C	0,008–0,01	0,02	Mo	<0,001	0,005
Ca	<0,0005	0,03	N	0,0008–0,0014	0,006
Cd	<0,00001	0,00003	Nb	0,94–1,02	0,9–1,1
Cl	<0,0005	0,003	Ni	0,002–0,003	0,02
Cr	0,001–0,0016	0,02	O	0,07–0,93	0,1
Cu	0,0024–0,0045	0,005	Pb	<0,001	0,005
F	<0,0005	0,003	Si	0,001–0,002	0,02
Fe	0,012	0,05	Ti	<0,0001	0,005
Hf	0,015–0,036	0,05			

Примітка: * Для сплаву Е-110 відповідно ТУ 95.166-98.

Механічні властивості сплавів, отриманих методом подвійної ВДП, було досліджено в результаті механічних випробувань при температурах 20 °С і 380 °С. Результати механічних випробувань і значення твердості приведені в табл. 3.12, 3.13 [45]. Аналіз одержаних даних показав, що по хімічному складу, структурі і даним механічних випробувань злитки з сплаву Zr1Nb, що одержані методом подвійної ВДП, відповідають вимогам українських нормативів ТУ 001.257-95, ТУ У27.4-14312223-003:2004 (дослідна партія) і російських ТУ95.166-98 на сплав Е-110 і можуть використовуватися для виготовлення труб твелів. Більш однорідна і дисперсна структура злитків, що одержані методом подвійної ВДП, важлива для поліпшення якості гарячепресованої заготовки (трекс) і для техніко-економічної ефективності циклу виготовлення труб в цілому.

Аналіз даних по макротвердості (НВ) на злитках сплаву Zr1Nb показав, що різниця між мінімальним і максимальним значеннями твердості за Брінеллем становить від 40 до 230 МПа. Ці результати свідчать про однорідність злитків, як по діаметру, так і по висоті.

Таблиця 3.12

Механічні властивості сплаву Zr1Nb

$T_{\text{досл}},$ °C	$\sigma_B,$ МПа	$\sigma_{0,2},$ МПа	$\delta_5,$ %	$\varphi,$ %	KCU, кгс/см ²
20	440–450	385–395	14,0–15,0	49,0–50,5	8,5–9,7
380	150–175	120–135	16,0	70,0–79,5	–

Таблиця 3.13

Твердість за Брінеллем HB, МПа

Зовнішній шар	Серединний шар	Центр	Середнє значення
1520–1660	1480–1610	1400–1740	1570

Загалом, технологія одержання злитків сплаву Zr1Nb по схемі подвійної вакуумно-дугової плавки передбачає:

- виплавку вихідних електродів;
- збірку електроду з потрібної шихти для першої дугової плавки в кристалізатор діаметром 160 мм;
- проведення першої дугової плавки, одержання злитків діаметром 160 мм, завдовжки 350...380 мм;
- збірку електроду для другої ВДП;
- проведення другої дугової плавки, одержання злитків діаметром 200 мм, завдовжки 400 мм.

Наукові результати, що одержані при дослідженні рафінування цирконію, дослідженні зміни структури і властивостей цирконію від вмісту домішок, досліджень виробництва злитків методом подвійної вакуумно-дугової плавки, трубних заготовок, трекс-труб і труб твелів із сплаву Zr1Nb з використанням вітчизняної сировини для реакторів ВВЕР-1000 і визначенню властивостей сплаву Zr1Nb, необхідні для техніко-економічного обґрунтування цирконієвого виробництва в Україні.

3.4. Гафній в ядерній енергетиці

3.4.1. Сучасні проблеми в галузі поглинаючих матеріалів для ядерних реакторів

Незважаючи на велику кількість наявних матеріалів і різноманітність конструкцій органів регулювання (ОР) ядерних реакторів, розробка і пошук нових більш радіаційностійких матеріалів і виробів на їх основі в країнах, що розвивають атомну енергетику, триває. Пояснюється це, насамперед, зростаючими вимогами до безпеки і надійності експлуатації ОР і необхідністю збільшення їх терміну служби. Основними вимогами до органів регулювання ядерних реакторів є:

- висока фізична ефективність;
- високий опір радіаційним ушкодженням;
- сумісність поглинаючих і конструкційних матеріалів;
- корозійна стійкість;
- безпека;
- надійність;
- тривалий ресурс;
- працездатність в аварійних режимах;
- можливість переробки та повторного використання;
- технологічність;
- низька вартість.

Сьогодні розглядається принципова можливість для ряду ядерних реакторів на теплових нейтронах створення ОР з ресурсом 30–40 років, що дорівнює терміну служби всього реактора. Це вимагає вирішення проблем як підвищення ресурсних можливостей органів регулювання, так і управління ресурсом.

Бурхливий розвиток атомної техніки з початку 50-х років XX століття, проектування і будівництво ядерних реакторів різного типу зажадало використання широкого спектру поглинаючих матеріалів, які пройшли різні стадії дослідження. І тільки невелика частина цих матеріалів знайшла застосування в регулюючих стержнях ядерних реакторів. У вітчизняних реакторах це карбід бору різного збагачення за ізотопом ^{10}B (від 25 до 95 %), бориста сталь, у західних реакторах – сплав срібла, індію та кадмію (80%Ag-15%In-5%Cd) і гафній [52].

В реакторах типу ВВЕР, як і в аналогічних закордонних реакторах типу PWR, органами регулювання служать кластерні збірки поглинаючих елементів (пелів) системи управління і захисту (СУЗ) [52, 53]. Кластерні збірки можуть експлуатуватися як в режимі автоматичного регулювання (АР) потужності реактора, так і в режимі аварійного захисту (АЗ). Кластерна збірка серійного реактора ВВЕР-1000 складається з 18 пелів довжиною 4240 мм [53]. У штатних для вітчизняних АЕС пелах в якості поглинаючого матеріалу використовується віброушільнений порошок карбіду бору (B_4C) з природним вмістом ізотопу ^{10}B . Оболонка пела діаметром 8,2 мм і товщиною стінки 0,6 мм виготовляється зі сталі 06X18H10T (рис. 3.14). У реакторі ВВЕР-1000 використовується 61 кластерна збірка СУЗ, з яких 10 працюють в режимі АР, а решта в режимі АЗ [54]. Глибина занурення в активну зону стержнів АР складає від 1500 мм на початку кампанії до 300 мм наприкінці кампанії, а стержні АЗ при нормальній експлуатації реактора знаходяться в піднятому стані на відстані 80–100 мм від верхнього краю активної зони реактора. При роботі реактора всі стержні СУЗ знаходяться в нерівномірному нейтронному полі, що призводить до нерівномірного вигорання ізотопу ^{10}B в карбіді бору по висоті пелів. Найбільшому опроміненню піддаються їх нижні частини.

Порівняно невеликий термін служби штатних пелів ВВЕР-1000 (2 роки в режимі АР і 5 років в режимі АЗ) пов'язаний як із значним окрихчуванням оболонки зі сталі 06X18H10T, так і з розпуханням поглиначів за рахунок реакції $^{10}B(n,\alpha) \rightarrow ^7Li$. При вигоранні ізотопу ^{10}B більше 40 % відбувається помітний вихід вільного гелію і починає розпухання частинок карбіду бору і його силовий вплив на оболонку.

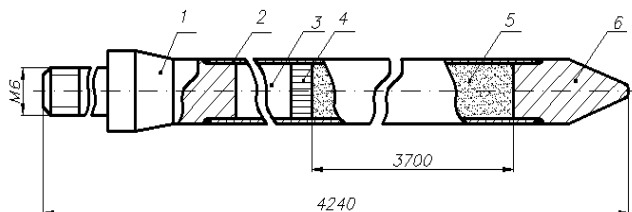
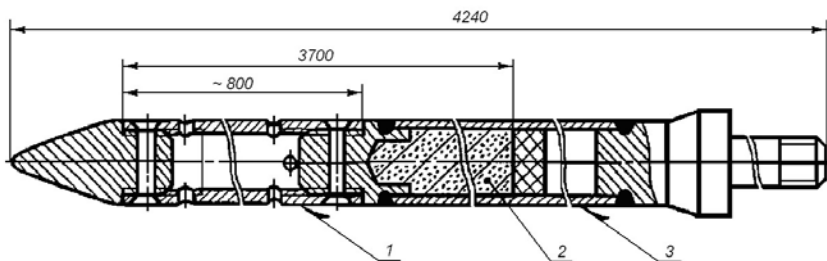


Рис. 3.14. Конструкція штатного поглинаючого елемента систем управління захистом реакторів ВВЕР-1000:

- 1 – наконечник; 2 – оболонка із сталі 06X18H10T; 3 – газозбірник гелію;
4 – нікелева сітка; 5 – порошок карбіду бору; 6 – нижня кінцева деталь (конус)

Помітний прогрес у напрямку збільшення терміну служби кластерних збірок СУЗ може бути досягнутий у разі використання в пелах СУЗ реакторів з водою під тиском комбінованого (n,α) - (n,γ) -поглинача [55–57]. Внаслідок цього з'явився інтерес до гафнію, що належить до (n,γ) -поглиначів. Гафній в пелах СУЗ може одночасно виконувати функції і поглинач нейтронів, і конструкційного матеріалу.

Успішна робота регулюючих органів з гафнію в активних зонах реакторів атомних підводних човнів і ряді комерційних водо-водяних реакторів сприяла пропозиції застосовувати гафній в якості поглинаючого матеріалу в нижній частині пелів. На рис. 3.15 показаний один з варіантів пелу зі збільшеною фізичної ефективністю і терміном служби при комбінованому використанні карбиду бору та гафнію. У такій конструкції гафній використовується одночасно і як поглинач нейтронів, і як конструкційний матеріал.



Р и с . 3 . 1 5 . Модернізований пел ПС СУЗ реакторів ВВЕР-1000:

1 – труба із гафнія; 2 – карбід бору; 3 – оболонка пелу із сплаву ЕАП-630У

Важливо відзначити, що в порівнянні з пелами на основі AgInCd , які використовуються в реакторах PWR, пели з гафнію мають незаперечні переваги. Гафній має високі температуру плавлення і міцність, меншу наведену активність і швидкий її спад [52].

Наявні в даний час уявлення і розуміння процесів, що відбуваються в матеріалах при радіаційному опроміненні, дозволяють сформулювати основні матеріалознавчі проблеми, що обмежують використання поглинаючих матеріалів в реакторах (табл. 3.14) [53]. Через накопичення вели-

кої кількості газових продуктів поглиначі нейтронів, що містять ізотопи ^{10}B , характеризуються порівняно невисокою радіаційною стійкістю. Вони не забезпечують працездатність в аварійних ситуаціях, пов'язаних з перегрівом. Найбільш високі експлуатаційні характеристики мають (n,γ) -поглиначі, комбіноване використання (n,α) - і (n,γ) -поглиначів дозволяє більшою мірою використовувати наявні у матеріалів переваги і компенсувати недоліки.

Таблиця 3.14

Основні матеріалознавчі проблеми в галузі використання
нейтронопоглинаючих матеріалів [53]

(n,α) -поглиначі B_4C , бориста сталь, MeB_2 та інші	(n,γ) -поглиначі Ln_2O_3 , $\text{Ln}_2\text{O}_3+\text{Me}$, $\text{Ln}_2\text{O}_3+\text{MeO}_2$, Hf та інші
<ul style="list-style-type: none"> - зниження фізичної ефективності - газонакопичення $^{10}\text{B} + ^1_0\text{n} \rightarrow ^7_3\text{Li} + ^4_2\text{He} + 2,79 \text{ MeV}$ $^{10}\text{B} + ^1_0\text{n} \rightarrow 2^4_2\text{He} + ^3_1\text{H} + 0,23 \text{ MeV}$ $^7_3\text{Li} + ^1_0\text{n} \rightarrow ^4_2\text{He} + ^3_1\text{H} + ^1_0\text{n}$ $^{10}\text{B} + ^1_0\text{n} \rightarrow ^9_4\text{Be} + ^2_1\text{H}$ - газовиділення (для керамік) 25...30 % при 300...600 °C 50...60 % при 800...900 °C - розпухання (до 30 %) - розтріскування і фрагментація (для керамік) - окрихнення (бористі сталі при $F_{0,1} > 10^{21} \text{ см}^{-2} \rightarrow \delta = 0$) - взаємодія зі сталями при $T > 450 \text{ °C}$ (B_4C), евтектика $\text{B}_4\text{C}/\text{сталь}$ при 1100...1200 °C 	<ul style="list-style-type: none"> - швидке зниження фізичної ефективності (Gd) - низька теплопровідність ($\lambda = 1 \dots 3 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$ для Ln_2O_3) - розтріскування і фрагментація (для Ln_2O_3 при $\Delta T > 40 \dots 50 \text{ °C/мм}$) - низька температура плавлення (для AgInCd $T_{\text{пл}} \sim 800 \text{ °C}$) - накопичення високоактивних радіонуклідів (Eu) - низька корозійна стійкість ($\text{Ln}_2\text{O}_3 + \text{Me}$, $\text{Ln}_2\text{O}_3 + \text{MeO}_2$) - зниження механічних характеристик (Hf)

3.4.2. Доцільність застосування гафнію в органах регулювання ядерних реакторів

Гафній не має в природі власних мінералів, але завжди супроводжує цирконій в його сполуках. Вміст гафнію в промислових цирконієвих мінералах зазвичай не перевищує 1-2 %, тобто співвідношення Zr:Hf коливається від 100:1 до 50:1.

Видобувні запаси гафнію оцінюються приблизно в 450 тис. т, з яких більше 57 % припадає на ПАР, 25 % – на Австралію і близько 7 % – на США. Україна по запасах гафнію входить до світових лідерів. Основна частина сировинної бази це циркон – ортосілікат цирконію ($ZrSiO_4$). На виробництво гафнію використовується не більше 3 % видобутого в світі циркону. При існуючому світовому виробництві реакторного цирконію близько 7 тис. т/рік щорічно випускається близько 70 т гафнію [58].

Для отримання металевого гафнію високої чистоти, вільного від газових домішок, застосовують йодидний спосіб, спосіб металотермічного відновлення його хлоридів і фторидів, електроліз розплавлених солей, відновлення двоокису та ін. [30, 52, 59]. Чистий гафній має комплекс фізико-хімічних і механічних властивостей [52], які дозволяють використовувати його для виготовлення органів регулювання, призначених для тривалої безремонтної експлуатації ядерних реакторів. Серед цих властивостей необхідно виділити:

- високий перетин поглинання теплових нейтронів, який дуже незначно змінюється в процесі тривалого опромінення. Завдяки ядерному резонансу нові ізотопи гафнію, що утворюються при опроміненні, також мають значний перетин захоплення нейтронів;
- високий опір корозії, що дозволяє на відміну від інших нейтронопоглинаючих матеріалів використовувати його без захисної оболонки в контакт з водою і парою в активній зоні реактора;
- достатній для задоволення вимог, що пред'являються до елементів органів регулювання, рівень механічних властивостей;
- високий рівень термічної і радіаційної стійкості при тривалому опроміненні;
- технологічні властивості (механічна оброблюваність, зварюваність, можливість обробки тиском традиційними способами) дозволяють виготовляти з нього вироби практично будь-якої форми;

- порівняльна доступність, так як гафній є попутним матеріалом у виробництві цирконію.

На відміну від інших матеріалів, що поглинають нейтрони, поперечний переріз поглинання теплових нейтронів у гафнію лише повільно знижується при експлуатації в умовах опромінення завдяки ізотопному складу природного Hf (табл. 3.15). За попередніми оцінками термін служби стержнів з гафнію може бути продовжений до 30 років і більше, що пов'язано з особливостями трансмутації ізотопів гафнію в потоці нейтронів [55]. Фізична ефективність Hf характеризується не тільки високим перетином поглинання нейтронів, але і здатністю поглинати нейтрони високих енергій (Hf має сім сильних резонансів, що лежать в енергетичному інтервалі 1–10 еВ [60]). Відносна фізична ефективність Hf стосовно активної зони ВВЕР-1000 складає ~ 80 % від ефективності карбиду бору В₄С [60].

Т а б л и ц я 3 . 1 5

Поперечні перерізи нейтронного поглинання для ізотопів гафнію [52]

Ізотоп	Поширеність, %	Поперечний перетин абсорбції (барн)	Внесок у повний поперечний переріз
¹⁷⁴ Hf	0,16	500	0,8
¹⁷⁶ Hf	5,2	26	1,4
¹⁷⁷ Hf	18,6	371	68,8
¹⁷⁸ Hf	27,1	80	21,7
¹⁷⁹ Hf	13,8	49	6,7
¹⁸⁰ Hf	35,2	13	4,6

Реакторні випробування гафнію в якості нейтронопоглинаючого матеріалу в реакторі ВВЕР-1000 дозволили отримати порівняльні характеристики зниження фізичної ефективності, обумовленого зміною ізотопного складу, як у випадку комбінованих поглинаючих елементів, так і для пелів цілком із гафнію. Незважаючи на високу ефективність гафнію як нейтронопоглинаючого матеріалу, він до останнього часу практично не застосовувався у вітчизняних атомних реакторах.

У зв'язку із реалізацією загальної стратегії щодо продовження терміну експлуатації одного завантаження активної зони реакторів АЕС до 5-6

років, а експлуатації реакторів в цілому до 40–50 років, з'явилася необхідність в таких органах регулювання, працездатність і ефективність яких мало змінюється протягом тривалого часу. Вже зараз можна говорити про створення регулюючих органів з використанням гафнію, які працюють протягом всього терміну служби реактора (більше 30 років). За даними закордонних і вітчизняних дослідників [53, 60–63] гафній є ідеальним матеріалом для регулюючих стержнів в водо-водяних реакторах і може з успіхом використовуватися в якості поглинаючих стержнів СУЗ реакторів ВВЕР-1000. Наприклад, дослідні пелі для органів регулювання та аварійного захисту реактора ВВЕР-1000, що виготовлені з використанням гафнієвих прутків, пройшли апробацію на Рівненській АЕС [58].

Ще одним перспективним напрямком застосування гафнію в атомній техніці є виготовлення ядернобезпечної і корозійностійкої апаратури для транспортування та переробки відпрацьованого ядерного палива, оскільки завдяки великому перетину поглинання теплових нейтронів гафній перешкоджає виникненню ланцюгової реакції ділення при високому вмісті урану і плутонію в розчинах, а висока корозійна стійкість гафнію збільшує ресурс роботи апаратури. За кордоном цей напрямок використання гафнію відзначають як такий, що активно розвивається і має перспективи стати одним з провідних по мірі збільшення обсягів переробки відпрацьованого палива.

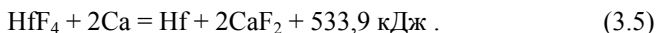
Аналіз даних фізико-механічних, радіаційних і корозійних властивостей гафнію в умовах роботи реактора дозволяє зробити висновок: враховуючи економічну доцільність, підвищення безпеки, зниження кількості високоактивних відходів у вигляді відпрацьованих стержнів пелів, уніфікованість конструкцій доцільне використання в стержнях СУЗ реакторів АЕС металевого гафнію.

3.4.3. Особливості виробництва гафнію в Україні

В Україні розроблена і освоєна принципово нова екстракційно-кальцієстермічна технологія отримання гафнію [5, 64]. Гідрометалургійний переділ в технології гафнію є частиною технології очищення цирконію, він характеризується ідентичністю операцій і відрізняється збільшенням числа ступенів екстракційного розділення. Процес гідрометалургійного переділу завершується отриманням тетрафториду гафнію (ТФГ) – HfF_4 . В основі металургійного переділу лежить процес кальцієстермічного від-

новлення ТФГ з наступною подвійною ЕПП чорнових злитків. Відновлення ТФГ кальцієм дозволяє отримувати компактні злитки гафнію, а ЕПП дає можливість значно очистити його від багатьох домішок. Така схема дозволяє отримувати гафній придатний для використання в ядерній енергетиці.

Процес отримання кальцієртермічного гафнію (КТГ) методом відновлення його фториду можна описати таким рівнянням:



Для шихти стехіометричного складу при $T = 298 \text{ К}$ адіабатична температура реакції дорівнює 2326 К , в той час, як температура плавлення гафнію становить 2495 К [64, 65]. Для досягнення необхідного перегріву гафнію (на 650 К вище $T_{\text{пл.}}$) під час отримання металевого гафнію методом відновлення застосовуються добавки, що знижують температуру «ліквідуса». Аналіз подвійних діаграм стану гафнію з металами з урахуванням їх вартості та поширеності, а також можливості видалення їх при подальшій ЕПП дав перевагу Fe, Ni і Al, тим більше, що лігатури гафнію ($\text{Hf} + 10\%\text{Ni}$ і $\text{Hf} + 6\%\text{Fe}$) широко застосовуються в суднобудівній промисловості для створення корозійностійких сплавів. У результаті проведення процесу відновлення ТФГ з добавками отримують чорновий метал у вигляді подвійних сплавів Hf-Fe, Hf-Al, Hf-Ni. Після подальшого 2-3 кратного електронно-променевого переплаву цих сплавів отримують гафній марки КТГ по ТУ 95.2195-90 [64].

При порівнянні хімічних складів гафнію, отриманого за різними технологіями [5, 64], можна зробити висновок, що кальцієртермічна технологія дозволяє отримувати метал з низьким вмістом ряду небажаних домішок, які впливають на пластичність металу, його корозійні і радіаційні властивості.

Дослідженнями встановлено [5, 64], що в порівнянні з йодидний гафнієм марки ГФІ-1 гафній марки КТГ характеризується більш високим вмістом кисню ($0,04\text{--}0,05 \text{ мас.}\%$) і твердістю ($190\text{--}220 \text{ НВ}$) замість $0,01\text{--}0,02 \text{ мас.}\%$ і $130\text{--}150 \text{ НВ}$ відповідно. У ряді випадків відзначається також деяка локальна неоднорідність за вмістом азоту, заліза, кисню і кремнію.

Оскільки в даній технології чорновий метал являє собою подвійні сплави гафнію з Al, Fe, Ni, вирішення питання глибокого очищення гафнію від другого компонента поряд з видаленням домішок і шлаків пред-

ставляє одне з основних завдань підвищення чистоти металу. Необхідна ступінь його очищення від другого компонента досягається за 2-3 ЕПП, при цьому втрата основи за рахунок угару через великий перегрів або зниження швидкості плавки в ряді випадків перевищує 10 %, тобто вихід Hf із сплавів становить 88–91,8 % [66].

Найбільші труднощі під час рафінування гафнію становить очищення від домішок проникнення – кисню та азоту. Гафній утворює міцні з'єднання з азотом і киснем, тому зниження вмісту цих домішок у ньому за основними механізмам видалення двохатомних газів під час електронно-променевої плавки у вакуумі практично неможливо. Видалення кисню з гафнію можливе або шляхом осадового розкислення, або введенням в метал на стадії відновлювальної плавки третього компоненту, що утворює з'єднання з киснем, що має більш високу пружність пари, ніж оксиди основного металу. Вміст азоту в гафнію можна знизити лише на ранніх стадіях отримання металу.

У табл. 3.16 наведено дані порівняльного аналізу хімічного складу гафнію, що отримується за різними технологіями в Україні і за кордоном. У результаті порівняння можна зробити висновок, що українська кальцієрмічна технологія дозволяє істотно знизити вміст ряду небажаних домішок в гафнії, які впливають на пластичність металу і на його корозійні властивості.

Останніми роками в Україні був проведений великий обсяг науково-дослідних робіт по рафінуванню гафнію та вивченню його фізико-механічних властивостей [6, 43, 54, 67, 68]. На зразках литого і деформованого кальцієрмічного гафнію було вивчено твердість, мікротвердість, ударну в'язкість, мікро- і макроструктуру, проведено статичні випробування на розтягування, вплив ступеня деформації на фізичні властивості та інші.

Основні фізико-механічні властивості гафнію в литому і в деформованому стані наведено в табл. 3.17. Дослідження на радіаційну стійкість показали стійкість зразків гафнію аж до флюенсу нейтронів величиною $2,4 \cdot 10^{22}$ см.

Освоєння в Україні в промисловому масштабі кальцієрмічної технології отримання гафнію високої чистоти разом з позитивним досвідом експлуатації нейтронопоглинаючих елементів систем управління захистом реакторів, створених на основі комбінованого V_4C-Hf -поглинача, відкриває можливість широкого застосування гафнію в атомній енергетиці.

Таблиця 3.16

Хімічний склад українського і закордонного гафнію, мас. %

Елемент	Магнієрмічний гафній ASTM B 7378-84 (США, Європа)		Йодидний гафній марки ГФИ-1 ГОСТ 22517-77 (Росія)		Кальцієрмічний гафній марки КТГ ТУ 95.2195-90 (Україна)		
	Марка R-1	Марка R-2	Необхідна концентрація	Фактична концентрація	Необхідна концентрація	Фактична при виробництві з Hf-Fe	Фактична при виробництві з Hf-Al
Hf+Zr	не менше 99,8	не менше 99,6	не менше 99,8	не менше 99,9	не менше 99,8	не менше 99,92	не менше 99,94
Zr	2÷4	2÷4	1,0	0,8	1,0	0,7	0,7
N	0,010	0,010	0,005	0,003	0,005	0,003	0,003
Al	0,010	0,020	0,005	0,003	0,005	0,003	0,003
V	0,0050	0,010	—	—	—	—	—
H	0,0025	0,0035	—	—	—	—	—
W	0,0150	0,0150	—	—	0,01	0,001	0,001
Fe	0,0250	0,050	0,04	0,007	0,04	0,02	0,003
Ca	—	—	0,01	0,01	0,01	0,001	0,001
O	0,40	0,080	—	0,02	0,05	0,05	0,04
Si	0,010	0,020	0,005	0,004	0,005	0,005	0,003
Mg	—	—	0,004	0,003	0,004	0,003	0,003
Mn	—	—	0,0005	0,0003	0,0005	0,0003	0,0003
Cu	0,010	0,015	—	—	0,005	0,002	0,002
Mo	0,0020	0,0050	0,1	0,07	0,01	0,001	0,001
Ni	0,0050	0,010	0,05	0,01	0,02	0,01	0,003
Nb	0,010	0,020	—	—	0,01	0,002	0,002
Sn	0,0050	0,010	—	—	—	—	—
Ti	0,010	0,020	0,005	0,003	0,005	0,001	0,001
C	0,015	0,015	0,01	0,01	0,01	0,003	0,003
U	0,0010	0,0010	—	—	—	—	—
Cr	0,010	0,020	0,003	0,003	0,003	0,001	0,001

Таблиця 3.17

Властивості кальцієрмічного гафнію в литому і деформованому стані

Властивість	Температура випробувань, °С	Зливок	Труба після відпалу	
			потрібні значення	фактичні значення
Твердість, НВ	20	150÷220	—	—
Мікротвердість, МПа	20	2500÷3500	—	—
Ударна в'язкість, Дж/см ²	20	13÷18	—	—
Умовна межа текучості σ_T , МПа	20	190	не менше 250	335÷355
	380	—	не менше 200	380÷250
	900	26÷28	—	—
Межа міцності σ_B , МПа	20	250÷450	не менше 400	510÷560
	380	—	не менше 300	380÷420
	900	48÷75	—	—
Відносне подовження δ , %	20	2÷5	не менше 18	22÷32
	380	—	не менше 20	22÷40
	900	22÷48	—	—
Корозія у воді, мм/год	350	—	—	менше 0,005

3.4.4. Отримання гафнію ядерної чистоти і дослідження його властивостей

На властивості гафнію дуже впливають домішки, що містяться в ньому; в першу чергу це стосується домішок проникнення, особливо кисню. Так при підвищеному вмісті кисню в гафнії, він практично не піддається механічній обробці, що, природно, дуже обмежує можливості його застосування в виді виробів для ядерної енергетики (пруток, стрічка, труба, дріт).

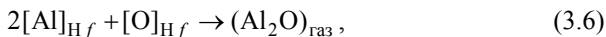
Рафінування гафнію методом електронно-променевої плавки дає можливість отримувати чистий гафній за вмістом металевих домішок, придатний для використання в системах управління і захисту реакторів АЕС.

Використовуючи відомі залежності зміни концентрації домішок у розплавленому металі від часу та співвідношення зміни концентрації домішок в металі при молекулярному випаровуванні, за допомогою розрахунків було визначено періоди часу, протягом яких концентрація

металевих домішок в гафнії при певній потужності (температурі) зменшиться до заданої величини $1 \cdot 10^{-4}$ мас.% в процесі ЕПП. Такі розрахунки було виконано для домішок заліза, алюмінію, міді, нікелю, кремнію, хрому тощо. Розрахунки показали, що в процесі ЕПП очищення гафнії від металевих домішок зменшується у ряді $Zn > Be > Mn > Cr > Cu > Al > Fe > V > Co > Ni > Si$.

Одержані в результаті розрахунків параметри були використані при аналізі результатів електронно-променевої плавки гафнії у лабораторних та дослідно-промислових умовах. Після двох послідовних лабораторних електронно-променевих плавок було одержано гафній чистотою $\geq 99,95$ мас.%. Його хімічний склад такий (в мас.%): азот – $1,0 \cdot 10^{-3}$; алюміній – $1,0 \cdot 10^{-3}$; вольфрам $< 1,0 \cdot 10^{-3}$; залізо – $5,0 \cdot 10^{-3}$; кисень – $1,0 \cdot 10^{-2}$; кремній – $3,5 \cdot 10^{-3}$; марганець $< 1,0 \cdot 10^{-4}$; мідь – $2,0 \cdot 10^{-4}$; нікель $< 1,0 \cdot 10^{-3}$; ніобій $< 2,0 \cdot 10^{-3}$; вуглець – $5,0 \cdot 10^{-3}$; фтор $< 1,0 \cdot 10^{-3}$; хром – $2,0 \cdot 10^{-4}$. Для плавок у дослідно-промислових умовах концентрації домішок у гафнії після електронно-променевих плавок збігалися з розрахунковими з точністю до 20 %, що є досить гарним результатом для таких динамічних процесів. Такий метал за вмістом домішок може успішно застосовуватися в якості конструкційного матеріалу активної зони ядерних реакторів на теплових нейтронах.

Як вже відзначалося, на властивості гафнії впливають домішки, що містяться в ньому; в першу чергу це стосується домішок проникнення, особливо кисню та азоту. Найбільш складним є очищення гафнії від кисню. Термодинамічний аналіз реакцій розкислення гафнії показав, що для цього доцільно використання реакції



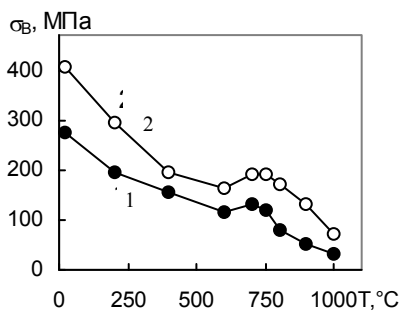
у результаті якої відбувається видалення летучого субоксиду (Al_2O) і вміст кисню зменшується майже в три рази (з 0,11–0,12 до 0,03–0,04 мас.%). Гафній, одержаний з використанням добавок алюмінію на стадії відновлення, після проведення рафінування методом ЕПП, задовольняє технічним умовам на виробництво гафнії марки ГФЕ-1, у тому числі і по вмісту металевих домішок (табл. 3.18). Таким чином, очищення гафнії від кисню може здійснюватися шляхом «дистиляційного» розкислення. Наведені результати досліджень рафінування гафнії дають мож-

ливість здійснити науковий підхід до отримання гафнію з низьким вмістом кисню для сучасних технологій і створення конструкційних матеріалів для атомних реакторів нового покоління [43, 67].

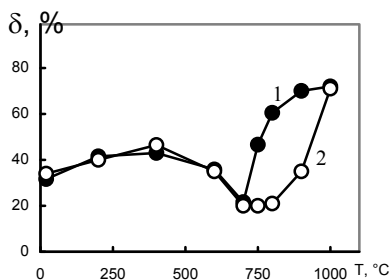
Т а б л и ц я 3 . 1 8

Вміст домішок в злитках гафнію

Метал	Вміст домішок, мас.%								
	Al	Si	Fe	Cu	Ni	Ti	Nb	Ca	Cr
До ЕПП	0,026–0,25	0,02	0,04	0,003	0,026	0,01	0,005	0,23	0,003
Після ЕПП	0,002–0,003	0,0045	0,007	0,0002	0,001	0,001	0,005	0,0005	0,0003



а



б

Р и с . 3 . 1 6 . Вплив температури на межу міцності (а) і пластичність (б) гафнію (1) і сплаву Hf - 0,3 мас.% Мо (2)

На наведених на рис. 3.16 графіках спостерігаються температурні аномалії механічних властивостей гафнію в області температур 600–800 °C. Виявлено провал пластичності і підвищення міцності гафнію в даному інтервалі температур, який досягає свого максимуму при температурі ~ 700 °C.

Аномальна поведінка механічних властивостей гафнію з підвищенням температури обумовлена деформаційним старінням або пов'язана з утворенням шару газових домішок на поверхні матеріалу. Не виключена можливість нашарування цих двох процесів і, отже, складний характер впливу кожного з цих процесів на розвиток провалу пластичності і підвищення міцності гафнію і його сплаву з молібденом у відповідній області температури. Додатки молібдену до гафнію призводять до суттєвого підвищення міцності і підвищують стабільність структури, що важливо для застосування сплаву Hf-Mo для виготовлення дроту та інших виробів [68].

Досить важливі також результати досліджень із зміни структури і механічних властивостей гафнію від вмісту кисню в ньому. Гафній чутливий до газових домішок, маючи високий ступінь адсорбції. У табл. 3.19 наведені значення мікротвердості і твердості по Бринелю для гафнію з різним вмістом кисню. Із збільшенням вмісту кисню з 0,02 до 0,05 мас.% розміри зерен гафнію зменшуються з 3,6 до 2,8 мкм, зростає також його твердість та мікротвердість. Значення межі міцності гафнію зростає з 465 до 530 МПа зі збільшенням концентрації кисню з 0,02 до 0,05 мас.%, а пластичність зменшується з 31,5 до 28,0 % при температурі випробування 20 °С та, відповідно, з 215 до 268 МПа і з 57 до 40 % при температурі випробування 350 °С. При збільшенні в гафнію вмісту кисню зростає його твердість і мікротвердість. Треба відзначити, що аналогічна залежність спостерігається і для цирконію в області малих концентрацій кисню [43].

Таблиця 3.19

Значення мікротвердості і твердості за Бринелем для гафнію

Вміст кисню, мас.%	Твердість за Бринелем, МПа	Мікротвердість, МПа		
	Злиток	Злиток	Деформований	Відпалений
0,02	2160	2500	2480	1920
0,03	2200	2600	2530	2080
0,04	2650	2700	2620	2120
0,05	2700	2800	2830	2180

Механічні властивості гафнію досліджувалися при 20 °С і температурі близькій до робочої температури теплоносія реактора ВВЕР-1000 – 350 °С. Були визначені величини межі міцності, межі текучості, пластичності і ударної в'язкості для гафнію з різним вмістом кисню. Результати досліджень наведені в табл. 3.20. З наведених даних видно, що значення межі міцності і межі текучості гафнію зростають із збільшенням концентрації кисню, а пластичність зменшується. Випробування зразків гафнію на ударну в'язкість при температурі 20 °С показують істотний вплив вмісту кисню на її величину. Збільшення вмісту кисню в гафнію з 0,02 до 0,05 мас.% знижує величину ударної в'язкості з 51,5 до 21,1 Н·м/м².

Таблиця 3.20

Дані механічних досліджень гафнію

Температура дослідження, °С	Вміст кисню, мас.%	σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ , %	a_K , Н·м/м ²
20	0,02	465,0	345,0	31,5	51,5
	0,03	487,5	355,0	30,0	40,2
	0,04	512,5	365,0	29,0	31,9
	0,05	530,0	376,0	28,0	21,1
350	0,02	215,0	147,0	57,0	—
	0,03	225,0	154,0	46,2	—
	0,04	240,0	162,0	43,1	—
	0,05	268,0	178,0	40,0	—

Технологічні процеси рафінування гафнію від газоутворюючих і металевих домішок при електронно-променевої плавці, що були розроблені на основі виконаних наукових досліджень, дали можливість одержати гафній з чистотою $\geq 99,95$ мас.%, який придатний для використання в системах управління і захисту реакторів АЕС.

3.5. Вплив зовнішніх чинників на зміну властивостей конструкційних матеріалів активних зон ядерних реакторів АЕС

3.5.1. Модифікація поверхні цирконію і сплаву Zr1% Nb електронним пучком прискорювача

Досить жорсткі умови (хімічно активне середовище; механічні, теплові та радіаційні навантаження; фізичні поля) експлуатації елементів конструкцій ядерних енергетичних установок приводять до зростання вимог до властивостей конструкційних матеріалів, їх геометрії, величин та кількості дефектів, що допускаються [3, 69, 70]. Властивості та експлуатаційні характеристики конструкційних матеріалів визначаються їх структурно-фазовим станом. Деякі експлуатаційні характеристики, такі як корозійна і ерозійна стійкість, опір руйнуванню і зносу, тріщиностійкість і ряд інших визначаються структурно-фазовим станом приповерхневих шарів [71].

Методи обробки (модифікування) поверхні матеріалів концентрованими потоками енергії (електронними пучками, лазерним опромінюванням, іонною імплантацією) отримали широке поширення в останні роки. При взаємодії концентрованих потоків електронів, іонів і фотонів з поверхнею твердого тіла має місце цілий комплекс процесів: високошвидкісний нагрів, оплавлення, випар, викид плазми і нейтральних частинок з поверхневого шару, генерація динамічних напружень у твердому тілі, поширення ударних хвиль, перенесення і перерозподіл вакансій і домішок. Всі ці процеси істотно залежать від величини питомого енерговиділення, яке визначається сортом частинок, що бомбардують, і енергією застосовуваних пучків. Використання іонних пучків вимагає досить складного, з точки зору експлуатації, обладнання. Лазерні пучки мають порівняно малий коефіцієнт корисної дії. Застосування концентрованих електронних пучків є більш зручним для поверхневої обробки матеріалів, так як вони мають більш високий ККД перетворення електричної енергії в енергію пучка, більшу надійність, високий ступінь регулювання параметрів пучка, меншу вартість обладнання. На відміну від лазерного електронний пучок практично повністю поглинається опромінюваним матеріалом, що робить його дуже зручним інструментом не тільки для досліджень, а й для практичного застосування [71, 72].

Поверхнєве структуроутворення в матеріалах при впливі сильно-струмових імпульсних пучків відбувається за рахунок комплексу модифікуючих ефектів, обумовлених термічними, термомеханічними і дифузійними явищами. Поряд із зазначеними факторами, формування структурно-фазових станів в значній мірі визначається і структурними особливостями матеріалу, що опромінюється.

Вже відзначалося, що оболонки твелів і деякі комплектуючі вироби тепловиділяючих збірок реакторів на теплових нейтронах виготовлені з цирконієвих сплавів E110 і E635 і забезпечують проектні вигорання палива. Подальше підвищення безпеки і економічності ядерної енергетики вимагає підвищення енергонапруженості, потужності одиничних блоків АЕС, збільшення тривалості кампаній, більш ефективного спалювання палива, в тому числі за рахунок підвищення якості конструкційних матеріалів. Наприклад, підвищення вигорання палива в ВВЕР-1000 до 70 (МВт·добу)/(кг U) і збільшення тривалості експлуатації палива до 5–7 років, а також підвищення робочої температури теплоносія вимагають підвищення експлуатаційних характеристик існуючих цирконієвих виробів для тепловиділяючих збірок, зокрема їх корозійної стійкості і зносостійкості. Для підвищення корозійної стійкості та опору зносу перспективними вважаються методи модифікування структурно-фазового стану приповерхневих шарів тонкостінних виробів, в тому числі оболонок твелів із сплавів цирконію.

В цьому науковому напрямку були проведені дослідження можливості цілеспрямованої модифікації поверхні цирконієвих сплавів (зразків оболонок твелів з Zr1% Nb та стрічки чистого цирконію) при її опроміненні електронним пучком прискорювача, а також дослідження зміни властивостей і структури поверхні цирконієвих сплавів під впливом електронного пучка [73, 74].

При впливі на матеріал потужного імпульсу пучка електронів або іонів шар поверхні товщиною порядку пробігу частинок в матеріалі (10–100 мкм) швидко нагрівається до температури фазових переходів, наприклад, до температури плавлення. Після закінчення дії імпульсу нагрітий шар матеріалу швидко охолоджується відведенням теплоти в товщу матеріалу за допомогою теплопровідності (рис. 3.17). В результаті цих процесів властивості поверхневого шару змінюються (модифікація поверхні):

- змінюється мікроструктура – розмір зерна зменшується від сотень мікрон до часток мікрона, можливий перехід в аморфний стан;
- змінюється фазовий склад, при цьому можлива поява метастабільних фаз і з'єднань, які при звичайних методах термообробки матеріалів утворитися не можуть;
- гомогенізується фазовий склад, наприклад, подрібнюються і одно-рідно розподіляються карбіди в сталях.

Швидкість нагрівання та охолодження залежить від властивостей матеріалу і параметрів пучка. Швидкість нагріву може досягати величини $\sim 10^{10}$ К/с. Максимальна швидкість охолодження ($\sim 10^8$ К/с) досягається при адіабатичному режимі опромінення, коли енергія, що вноситься пучком в матеріал, протягом тривалості імпульсу залишається в межах поверхневого шару, тобто, не встигає переноситися в товщу матеріалу за рахунок теплопровідності.

Формування подібних структур має суттєвий вплив на зміну їх фізико-механічних властивостей. Зокрема, сприяє підвищенню мікротвердості та поверхневої міцності сплавів.

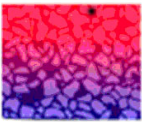
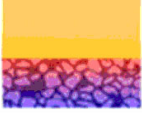

Пучок електронів	Процес модифікації
	Об'ємний нагрів швидкість нагріву $10^6 - 10^9$ К/с тривалість 10 - 40 мкс
	Розплавлений шар: товщина 10 - 100 мкм швидкість охолодження $\sim 10^8$ К/с (за рахунок теплопровідності в матеріал)
	Модифікований шар поверхні

Рис. 3.17. Схема імпульсної електронно-пучкової модифікації поверхні матеріалів

Отримані результати показали, що опромінення електронами поверхні цирконію та його сплавів викликає суттєві зміни в структурі приповерхневого шару. На рис. 3.18 представлені поверхні межі розділу опроміненої і неопроміненої частин цирконієвих матеріалів. Видно, що опромінення електронами поверхонь цирконієвих матеріалів викликає помітні зміни в структурі їх приповерхневого шару. Чітко видно зміну рельєфу поверхні, яка викликана її оплавленням та інтенсивним випаровуванням. Опромінення призводить до істотного згладжування шорсткості поверхні: поверхня стає більш гладкою і дзеркальною. У ряді випадків (при густині енергії 20 Дж/см^2) на ділянках всередині опроміненої поверхні навіть при невеликому збільшенні ($\times 160$) спостерігається утворення кратерів, що пов'язано з викидом матеріалу і виходом на поверхню газів і найбільш летючих елементів з приповерхневого шару (рис. 3.18, з) [73, 74].

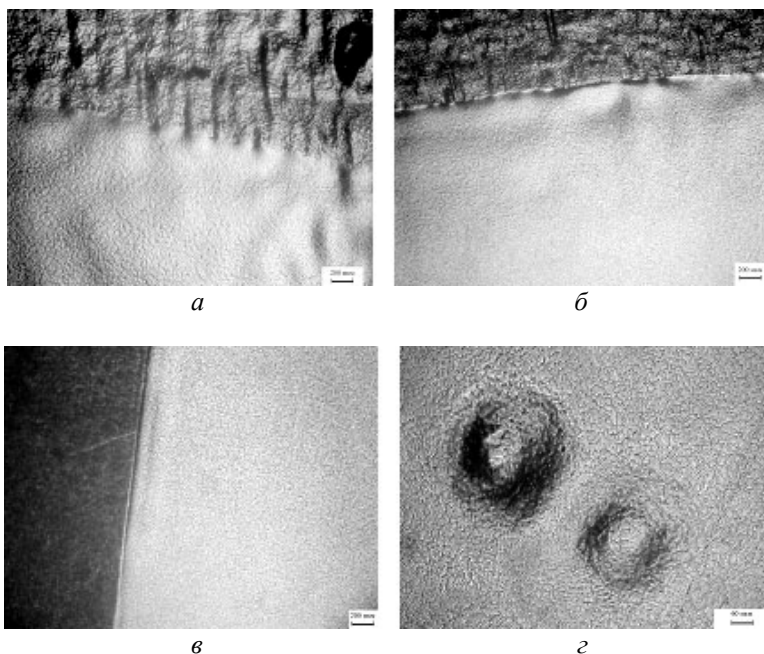


Рис. 3.18. Межа розділу неопроміненої і опроміненої електронним пучком з густиною енергії 10 Дж/см^2 (а) і 20 Дж/см^2 (б, в, з) поверхні сплаву Zr1Nb (а, б) і Zr (в) ($\times 50$) і ділянка опроміненої поверхні Zr (з) ($\times 160$)

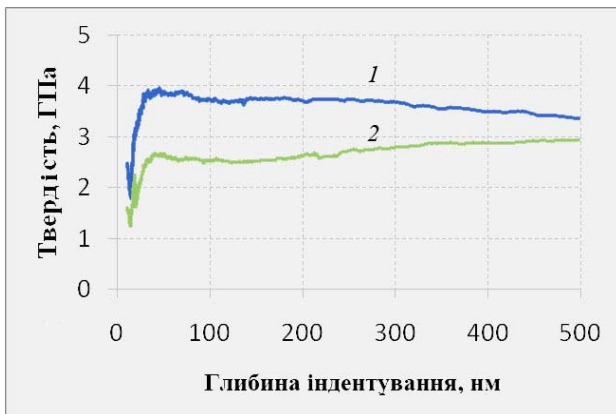
Важливе значення для вивчення механічних властивостей матеріалів мають вимірювання мікротвердості в поверхневому шарі. Дослідження мікротвердості опроміненої і неопроміненої поверхні цирконієвих матеріалів показують, що її значення для опроміненої поверхні сплаву Zr1% Nb збільшується на $\sim 20\%$ від початкового значення (1920 МПа) при густині енергії опромінення 10 Дж/см^2 і на $\sim 35\%$ при густині енергії 20 Дж/см^2 , що може бути пов'язано з різною кількістю переданої енергії опроміненій поверхні.

Традиційний метод вимірювання мікротвердості за допомогою мікротвердоміра ПМТ-3 поряд з такими перевагами, як простота і висока локальність, має недолік, який полягає в тому, що випробування можуть проводитися тільки при великих навантаженнях, що не дозволяє достовірно відчувати тонкі шари товщиною в декілька мікрон. Ця обставина обмежує можливість застосування методу для вивчення тонких шарів поверхні матеріалів. Останнім часом для дослідження механічних властивостей матеріалів в наномасштабі широко застосовується техніка наноіндентування [75], що дозволяє вимірювати нанотвердість і модуль Юнга при глибині шару менше 1 мкм. На відміну від звичайних твердомірів на цьому приладі не потрібно визначати оптичним методом площу відбитка для знаходження твердості. Замість цього в ході випробувань безперервно реєструється залежність положення індентора відносно поверхні зразка залежно від прикладеного навантаження. Це дозволяє визначити глибину відбитка без отримання його зображення.

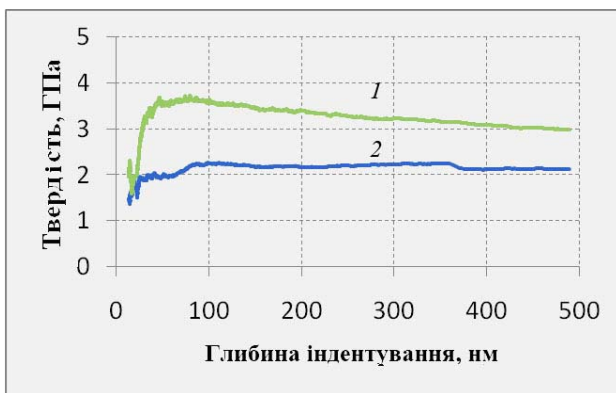
На рис. 3.19 представлені залежності нанотвердості поверхні цирконію і сплаву Zr1%Nb до і після опромінення електронним пучком від глибини поверхневого шару, які побудовані за результатами наноіндентування при послідовному збільшенні глибини проникнення індентером в поверхню зразків. З результатів вимірювань, які наведені на рис. 3.18, видно, що після опромінення електронами на поверхні зразків формується наночар з підвищеною твердістю. Так, максимальна нанотвердість зразків сплаву Zr1% Nb після опромінення досягає 3,6 ГПа в порівнянні з 2,3 ГПа для зразка, що не опромінювався. Причому, значення нанотвердості монотонно зменшується до 3,0 ГПа на глибині 500 нм [73, 74].

Для зразків цирконію після опромінення характерне збільшення нанотвердості до 3,8 ГПа на поверхні з подальшим незначним зменшенням

в глибину зразка (3,5 ГПа на глибині 500 нм). Нанотвердість зразків цирконію до опромінювання збільшується в глибину: з 2,5 ГПа на поверхні до 2,9 ГПа на глибині 500 нм.



a



б

Рис. 3.19. Залежності нанотвердості поверхні зразків цирконію (*a*) і сплаву Zr1% Nb (*б*): до опромінювання (2); після опромінення (1) електронним пучком з густиною енергії 10 (*б*) і 20 Дж/см² (*a*) від глибини поверхневого шару

Модуль Юнга, який характеризує опір матеріалу розтягуванню або стисненню при пружній деформації, також змінюється після опромінення зразків пучком електронів. Значення модуля Юнга для зразків цирконієвих матеріалів до опромінювання складають 80 ГПа, а для зразків після опромінення – 120 ГПа.

Отримані дані зі зміни твердості показують, що при відповідному виборі режимів опромінення цирконієвих матеріалів може бути отримане загартування поверхні, яка буде пом'якшувальною термічної операцією, що викликає збільшення її пластичності. Важливим результатом впливу електронного пучка на цирконієві матеріали є підвищення міцності при збереженні пластичності оброблюваних зразків.

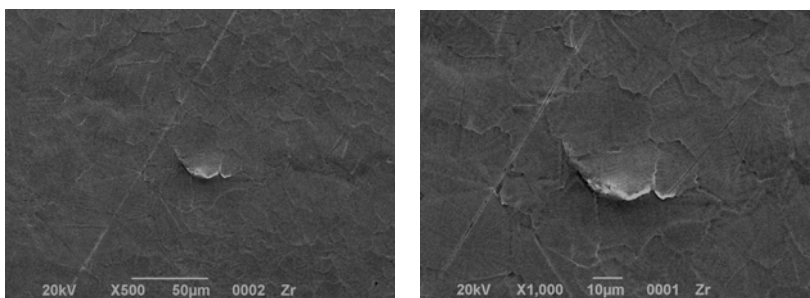
Проведені дослідження показали, що опромінення поверхні цирконію та його сплаву $Zr1\%Nb$ викликає значні зміни структури і фазового стану приповерхневого шару і, як наслідок, зміну його мікротвердості. Тому при виборі оптимальних характеристик електронного опромінення ця методика може бути рекомендована для зміцнення і модифікації приповерхневого шару цирконієвих матеріалів для атомної енергетики.

3.5.2. Радіаційно-плазмове модифікування приповерхневого шару цирконієвих матеріалів

В результаті плазмової обробки поверхневих шарів цирконієвих матеріалів (чистий цирконій і сплав $Zr1\%Nb$) при збільшенні густини енергії потоку до 30 Дж/см^2 на поверхні чистих цирконієвих зразків утворюється шар розплаву. Оброблена поверхня розгладжується і на ній проявляються границі окремих зерен (рис. 3.20). Слід відзначити, що в результаті опромінення реєструється здимання границь зерен (surface elevation). На опроміненій поверхні утворюються як окремі короткі тріщини, так і тріщини, що охоплюють зерно в цілому. В першу чергу тріщини з'являються в місцях перетину меж кількох зерен.

Появлення тріщин є результатом виникаючих термічних напруг при короткому імпульсному опроміненні потужними потоками плазми в умовах існування значного градієнту температури в поверхневому шарі (10^8 К/см між тонким шаром затверджуваного розплаву та холодною основою).

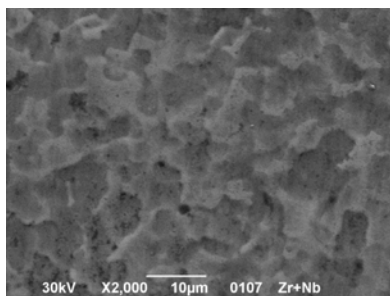
Результати рентгено-фазового аналізу показали, що на опроміненій поверхні існує тільки цирконієва фаза, а також формується шар із структурою близькою до нанокристалічної [43, 76].



Р и с . 3 . 2 0 . Поверхня цирконію, опроміненого потоками плазми

Додавання вже одного відсотку ніобію до цирконієвої основи істотно впливає на поведінку матеріалу під плазмовим опроміненням та його стійкість до імпульсних термічних навантажень. На опроміненій поверхні цирконієво-ніобієвого сплаву $Zr1\%Nb$ внаслідок плазмового впливу утворюється рівномірний тонкий шар розплаву без тріщин (рис. 3.21). На фоні розплаву чітко реєструються границі окремих зерен. Розміри зерен не перевищують 10 мкм.

Здимання поверхні зерен при інтенсивному бомбардуванні іонами плазми є значно менше в порівнянні з чистим цирконієм. Таким чином, сплав $Zr1\%Nb$ є набагато більш стійким в умовах комбінованого впливу значних корпускулярних та енергетичних (термічних) навантажень.



Р и с . 3 . 2 1 . Поверхня сплаву $Zr1\%Nb$, опроміненого потужними імпульсними потоками плазми

3.5.3. Дослідження зміни властивостей конструкційних матеріалів на основі високочистого нікелю під дією зовнішніх факторів

Однією з ключових проблем програми створення реакторів нового покоління є розробка та дослідження конструкційних матеріалів, сумісних з розплавленими солями, рідкими металами та іншими речовинами при високих температурах. Такі матеріали повинні задовольняти ряду спеціальних вимог: мати високу корозійну стійкість в розплавах солей фторидів або рідких металів; бути достатньо радіаційно-стійкими; мати достатню жароміцність; бути технологічними (деформуватися, оброблятися, зварюватися тощо).

Високонікелеві Ni-Mo сплави (хастеллої) придатні для роботи у високотемпературних рідко-солевих реакторах (РСР) [77, 78], тому для наукових досліджень з цієї проблеми був обраний сплав Ni-Mo-Cr складу: Ni – 78,2; Mo – 11,7; Cr – 6,7; Ti – 0,47; Al – 0,83; Fe – 1,5; Mn – 0,5; Si – 0,15 мас.%. Щоб виключити вплив неконтрольованих домішок для виготовлення цих сплавів використовувалися метали високої чистоти: нікель, молібден, хром, залізо, алюміній, титан, ніобій, марганець [69, 79–83].

Зразки отриманих сплавів були випробувані в умовах близьких до реальних умов роботи РСР – спільному впливі опромінення електронами і розплаву фторидів натрію і цирконію при температурі 650 °C протягом 700 год [84–86].

Внаслідок дії концентрованих потоків енергії, зокрема потоків плазми на матеріали, реалізується надшвидке нагрівання, плавлення, випаровування, надшвидке затвердіння і виникають динамічні поля температур і хвиль напруги [71]. У сукупності ці процеси дозволяють формувати в поверхневих шарах нові структурні стани, аморфні і нанокристалічні структури, сплави з елементів, які не змішуються, та інші. Такі суттєві зміни фазового стану поверхневих шарів можуть забезпечувати поліпшення механічних характеристик і міцності опромінених матеріалів з наперед заданими властивостями, недосяжних при застосуванні традиційних методів поверхневої обробки.

Опромінення зразків нікелевих сплавів проводилось потужними потоками гелієвої плазми, що були генеровані імпульсним плазмовим прискорювачем. За таких умов на поверхні сплавів формується тонкий шар затверділого розплаву, що має дрібнокристалічну або квазіаморфну

структуру, яка стійка до травлення. Металографічний аналіз показав, що глибина модифікованого шару складає ~ 5 мкм. До опромінення та після нього проводився аналіз стану поверхневого шару сплаву за кількома параметрами: мікротвердість, шорсткість, зміна маси.

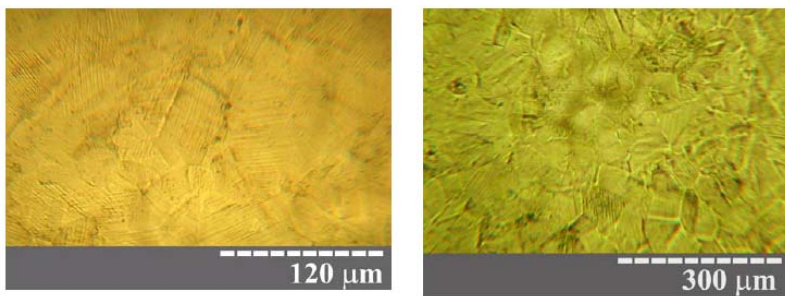
Результати вимірювань для режимів обробки при різних дозах опромінення наведено в табл. 3.21. Після початкових 3 імпульсів спостерігається незначне збільшення мікротвердості (H_V) і шорсткості (R_a), зі збільшенням дози опромінення суттєвих змін не знайдено. Значні втрати маси реєструються лише після 3-х початкових імпульсів, що пов'язано з видаленням з поверхні зразку бруду та мікрочастинок матеріалу.

Під впливом плазмового опромінення відбуваються еволюції морфології поверхні зразків. На рис. 3.22 представлено типову структуру поверхні зразку нікелевого сплаву після впливу потужних плазмових потоків з густиною енергії 25 Дж/см^2 і дозою $5,4 \cdot 10^{18} \text{ іон/см}^2$. На початковій стадії опромінення (декілька перших імпульсів) морфологічні зміни на поверхні зразку («проявлення» зерен матеріалу) призводять до незначного збільшення шорсткості. В той же час зі збільшенням дози опромінення спостерігається поступове, але не дуже сильне плавлення поверхневого шару матеріалу, що може призводити до припинення росту шорсткості або навіть її зменшення [76]. В результаті плазмової обробки на поверхні сплаву формується тонкий шар розплаву.

Т а б л и ц я 3.21

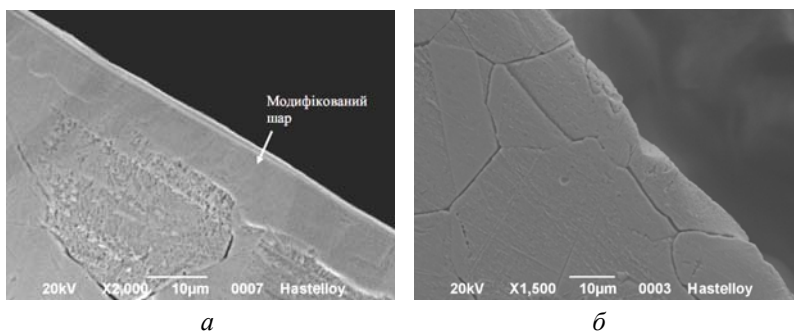
Результати вимірювань мікротвердості, шорсткості та дефекту маси
нікелевого сплаву після плазмового опромінення

Зразок	H_V , кг/мм ²	R_a , мкм	Δm , г
Вихідний	260	0,2	-
3 імпульси, доза $5,4 \cdot 10^{18} \text{ іон/см}^2$	280	0,8	0,0006
5 імпульсів, доза $9,0 \cdot 10^{18} \text{ іон/см}^2$	280	0,8	0,00001
7 імпульсів, доза $1,2 \cdot 10^{19} \text{ іон/см}^2$	280	0,7	0,00001



Р и с . 3 . 2 2 . Поверхня сплаву після плазмової обробки

Дослідження поперечного перерізу зразка опроміненого сплаву показали, що в приповерхневому шарі, який піддавався термічному та корпускулярному впливу плазми, формується модифікований шар (рис. 3.23). Товщина модифікованого шару неоднорідна вздовж поверхні. Його максимальна товщина в даному режимі опромінення не перевищує 5 мкм. Модифікований шар має дрібнокристалічну або квазіаморфну структуру, є стійким до травлення, не має видимих дефектів або пор, зернова структура не спостерігається в цьому шарі. Нижче модифікованого шару спостерігається структура матеріалу з типовими зернами порядку декількох десятків мікрометрів.



Р и с . 3 . 2 3 . Поперечний переріз зразка сплаву, опроміненого плазмою: з боку опроміненої поверхні (а) і з боку неопроміненої поверхні (б)

Дослідженнями встановлено, що імпульсне плазмове опромінення високонікелевого сплаву призводить до суттєвої модифікації поверхневого шару та подрібнення структури [87]. На поверхні сплаву зафіксовано наявність субмікронної «стільникової» структури, яка виникла в результаті термоударів з швидкісним нагрівом та наступним швидким охолодженням в полі високих градієнтів температур. Упорядковані стільникові структури вишиковуються на поверхні вздовж напрямку шліфування. Розмір осередків вздовж лінії шліфування до 500 нм, а в поперечному напрямку не більше 200 нм.

Експериментальні дослідження впливу імпульсного наджорсткого рентгенівського опромінення дозами від 360 до 5660 рад на зразки нікелевих сплавів показали, що структура зразків після опромінення практично не змінилася. Мікротвердість всіх зразків, як опромінених, так і неопромінених, однакова і становить 1920 МПа [88, 89].

Це дозволяє зробити висновок, що високонікелеві сплави мають високу стійкість до впливу гамма-опромінення великої потужності і можуть застосовуватися як конструкційні матеріали при створенні атомних реакторів нового покоління, зокрема високотемпературних рідко-сольових реакторів.

Глава 4

КОНСТРУКТИВНІ СХЕМИ, КОНСТРУКЦІ І ТЕХНІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПАРОГЕНЕРАТОРІВ АЕС

4.1. Загальні характеристики, типи і схеми парогенераторів АЕС і вимоги, що ставляться до них

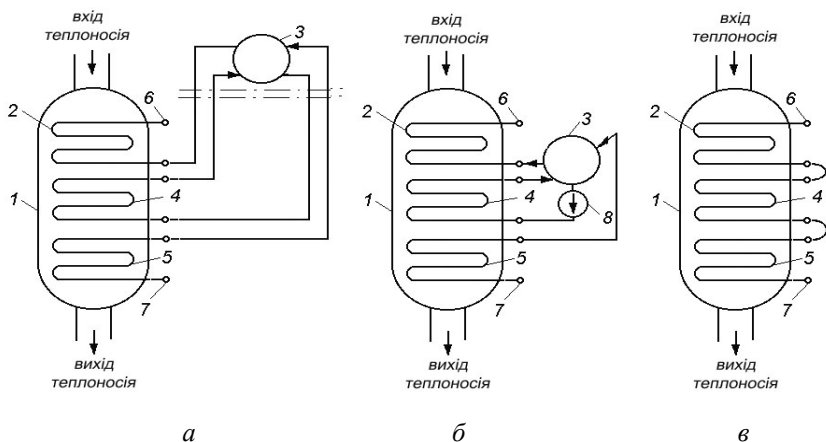
Як наголошувалося в першому розділі, виробництво пари на АЕС здійснюється або в ядерних реакторах, або в спеціальних теплообмінних агрегатах – парогенераторах. Окрім теплофізичних і фізико-хімічних процесів, властивих звичайним теплообмінним агрегатам, в парогенераторах перебігають і нейтронно-фізичні процеси, які обумовлюють специфічність цих агрегатів і виділяють їх в особливий клас [1–3].

Основними характеристиками парогенераторів є: паропродуктивність, тиск пари, що генерується, і її температура, температура живильної води. Важливим показником є також чистота пари, а для паротурбінних циклів АЕС з насиченою парою – ще і її вологість.

У загальному випадку парогенератори двоконтурних АЕС складаються з підігрівальної (водяний економайзер), випарної (випарник) і пароперегрівальної (пароперегрівник) ділянок (елементів). Ці елементи конструктивно можуть бути суміщені в одному корпусі парогенератора, а можуть бути самостійними теплообмінними апаратами [4].

У економайзерах і пароперегрівниках парогенераторів рух робочої речовини незалежно від принципу і схеми обмивання поверхонь теплообміну завжди одноразовий і примусовий. Випарники парогенераторів, залежно від способів організації руху робочої речовини в них, розділяються на три групи: з багаторазовою природною циркуляцією, з багаторазовою примусовою циркуляцією і прямотечійні. Відповідно до цього розрізняються типи і схеми парогенераторів в цілому.

На рис. 4.1 наведено схеми парогенераторів різних типів з рухом робочої речовини в трубках поверхонь теплообміну.



Р и с . 4 . 1 . Схеми парогенераторів АЕС різних типів з рухом робочої речовини в трубках поверхонь теплообміну: з багаторазовою природною циркуляцією (*а*), з багаторазовою примусовою циркуляцією (*б*), прямотечійна (*в*):

1 – корпус парогенератора; 2 – пароперегрівник; 3 – барабан сепарації; 4 – випарник; 5 – економайзер; 6 – вихід перегрітої пари; 7 – вхід живильної води; 8 – насос примусової циркуляції

Парогенератори з багаторазовою природною циркуляцією робочої речовини в трубках поверхонь теплообміну характеризуються багаторазовим рухом робочої речовини у випарнику за рахунок природного напору, що виникає через різницю мас (густини) стовпів рідини в опускній системі замкнутого контура випарника і пароводяної суміші в підйомній системі цього контура (рис. 4.1, *а*).

Парогенератори з багаторазовою примусовою циркуляцією робочої речовини в трубках поверхонь теплообміну також характеризуються багаторазовим рухом робочої речовини в замкнутому контурі випарника, але за рахунок напору, який створюється циркуляційним насосом, що знаходиться в опускній системі контура (рис. 4.1, *б*).

Для прямотечійних парогенераторів з рухом робочої речовини в трубках поверхонь теплообміну характерне включення всіх його елементів послідовно в один контур з одноразовим примусовим рухом робочої речовини в ньому за рахунок напору, який створюється живильним насосом другого (паротурбінного) контуру (рис. 4.1, *в*).

До схем і конструкцій парогенераторів АЕС різних типів ставляться такі загальні вимоги:

- схеми парогенераторів і конструкції їх окремих елементів (економізаторів, випарників, пароперегрівників) повинні забезпечувати необхідну паропроодуктивність і задані параметри пари для будь-яких режимів роботи енергоблоків АЕС, а також сприяти найбільш економічній і безпечній роботі енергоблоків на номінальному і частковому навантаженнях і на перехідних режимах;

- одиничні потужності парогенераторів мають бути максимальними для заданих умов, оскільки збільшення одиничних потужностей енергетичного устаткування енергоблоків АЕС підвищує їх техніко-економічні показники;

- всі елементи парогенераторів повинні відрізнятися високою надійністю і безпекою, у тому числі і радіаційною, оскільки надійність роботи енергоблоків АЕС значною мірою визначається саме надійністю роботи парогенераторів;

- всі з'єднання елементів і деталей парогенераторів мають бути такими, щоб забезпечувати технологічну щільність, що виключає можливість взаємного попадання теплоносія і робочої речовини з одного контура в інший;

- парогенератори повинні виробляти пару необхідної чистоти, щоб забезпечувати надійну і економічну роботу проточної частини турбіни та іншого основного і допоміжного устаткування паротурбінного контура;

- конструкції елементів парогенераторів мають бути простими і компактними, вони повинні забезпечувати зручність монтажу і експлуатації, можливість виявлення і ліквідації пошкоджень, а також, у разі потреби, повного дренажування робочої речовини і теплоносія;

- схеми і конструкції парогенераторів повинні забезпечувати їх високі техніко-економічні показники, залежні від конструктивних схем окремих елементів парогенераторів, їх конструкційних матеріалів, розмірів поверхонь теплообміну, швидкостей теплоносія і робочої речовини.

Необхідно відзначити, що конструкції парогенераторів двоконтурних і триконтурних АЕС багато в чому відрізняються конфігураціями поверхонь теплообміну, схемами їх обмивання теплоносієм і робочою речовиною, параметрами і властивостями теплоносіїв першого контура, конструкціями корпусів і іншими характеристиками.

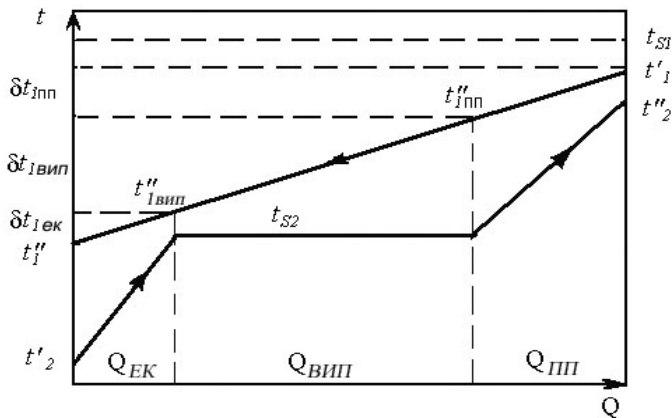
4.2. Конструктивні схеми парогенераторів АЕС з водними теплоносіями

На особливості конструктивних схем і конструкцій парогенераторів АЕС з водними теплоносіями великий вплив робить існування сильної залежності між температурою цих теплоносіїв на вході в парогенератор t'_1 і їх тиском в контурі реактора P_1 (при збільшенні тиску температура різко зростає і навпаки). Як вже наголошувалося, з техніко-економічних причин тиск водних теплоносіїв в контурі реакторів зазвичай обмежується 17÷20 МПа.

У реакторах, що охолоджуються водними теплоносіями, не допускається кипіння води в контурі (за винятком поверхневого кипіння), тому на виході з реактора існує певний недогрів водного теплоносія δt_n до температури насичення t_{S1} , відповідної до тиску P_1 . Температура водного теплоносія на виході з реактора (на вході в парогенератор) $t'_1 = t_{S1} - \delta t_n$. Максимально можлива температура робочої речовини (пари) t''_2 на виході з парогенератора визначається величиною t'_1 і температурним напором $\Delta t_{вх}$ на вході теплоносія в парогенератор: $t''_2 = t'_1 - \Delta t_{вх}$. Важливою характеристикою робочої речовини є температура його насиченої пари t_{S2} при тиску P_2 в одному з елементів парогенератора – у випарнику. Її значення визначається температурою теплоносія $t''_{1\text{вип}}$ і температурним напором $\Delta t_{\text{вип}}^{\text{вих}}$ на виході з випарника. У загальному випадку охолодження теплоносія в елементах парогенератора до кінцевої температури на виході з нього t''_1 відбувається послідовно в пароперегрівнику, випарнику і економайзері відповідно на величини $\delta t_{\text{пп}}$, $\delta t_{\text{вип}}$, $\delta t_{\text{лек}}$. Температура теплоносія на виході з випарника $t''_{1\text{вип}} = t'_1 - \delta t_{\text{пп}} - \delta t_{\text{вип}}$, а температура насичення робочої речовини в ньому $t_{S2}(P_2) = t''_{1\text{вип}} - \Delta t_{\text{вип}}^{\text{вих}}$.

Зміна температур теплоносія і робочої речовини і кількість переданої теплоти в елементах парогенератора зображується у вигляді t - Q -діаграми. По осі ординат t - Q -діаграми відкладаються характерні для кожного елемента парогенератора значення температури, а по осі абсцис – значення

кількості переданої теплоти в економайзері $Q_{ек}$, випарнику $Q_{вип}$ і пароперегрівнику (рис. 4.2).



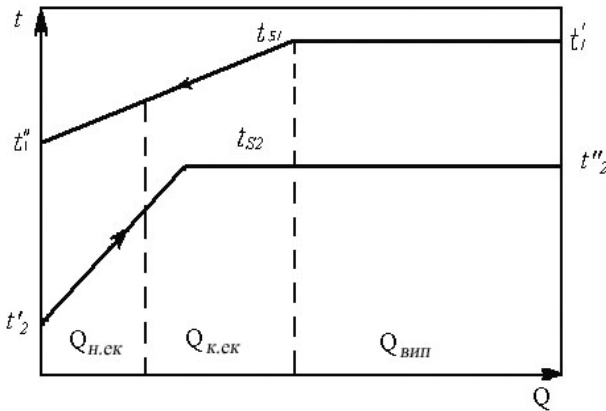
Р и с . 4 . 2 . t - Q -діаграма парогенератора з водним теплоносієм з економайзером некиплячого типу, випарником і пароперегрівником

У табл. 4.1 наведено деякі значення параметрів водних теплоносіїв і робочої речовини в парогенераторах АЕС, аналіз яких показує, що при значеннях тиску насиченої пари, що генерується, 3,7÷8,8 МПа, її можливий перегрів невеликий і складає 30 °С. Істотніший перегрів пари в парогенераторах з водними теплоносіями може бути отриманий при нижчому тиску насиченої пари, який не ефективний з точки зору економічності паротурбінного циклу АЕС. Малий же перегрів пари не дає помітного підвищення ККД паротурбінного циклу, але вимагає значного ускладнення конструкцій парогенераторів. Тому на сучасних потужних АЕС з парогенераторами з водними теплоносіями як робочими речовинами паротурбінного циклу використовується насичена пара без перегріву, а t - Q -діаграма для парогенераторів цих АЕС не має пароперегрівної ділянки (рис. 4.3). На цьому рисунку $Q_{н.ек}$ і $Q_{к.ек}$ – це відповідно кількості теплоти, передані в некиплячих і киплячих ділянках економайзера.

Таблиця 4.1

Значення параметрів водних теплоносіїв і робочої речовини
в парогенераторах АЕС

Параметр	Значення		
Тиск теплоносія на вході в парогенератор, МПа	10,0	14,0	20,0
Температура теплоносія на вході в парогенератор, °C	284	310	340
Температура теплоносія на виході з випарника °C	264	290	320
Температурний напір на виході з випарника °C	20	20	20
Тиск насиченої пари, МПа	3,7	5,6	8,8
Температура насиченої пари, °C	244	270	300
Можлива температура пари на виході із парогенератора, °C	274	300	330
Можливий перегрів пари, °C	30	30	30



Р и с . 4.3. t - Q -діаграма парогенератора з водним теплоносієм сучасних АЕС

При створенні парогенераторів з водними теплоносіями велике значення має правильний вибір їх конструктивних схем. Характеристиками, які визначають конструктивні схеми парогенераторів з водними теплоносіями, є: схема омивання теплообмінної поверхні теплоносієм, форма теплообмінної поверхні, компоновка елементів парогенераторів, принцип руху робочої речовини та інші. В процесі проектування парогенераторів послідовно ведеться вибір і обґрунтування кожної характеристики.

Конвективні поверхні теплообміну парогенераторів з водними теплоносіями сучасних АЕС з реакторами ВВЕР являють собою трубні пучки, які складаються з великої кількості паралельно сполучених трубок. Для більшої компактності ці поверхні виготовляються з трубок відносно малого діаметра (13÷21 мм). Щоб максимально захистити теплоносії від продуктів корозії в парогенераторах, як правило, застосовуються трубки, виготовлені з нержавіючої легованої аустенітної сталі 1X18H10T. Мала товщина стінок трубок (1,5 мм) утрудняє отримання надійних стикових зварних з'єднань при виготовленні трубних пучків, а збільшення товщини стінок трубок (до 2,5 мм) для надійного стикового зварювання приводить до підвищення металоємності поверхні теплообміну і збільшення термічного опору стінок трубок. Остання обставина особливо важлива у разі застосування нержавіючих легованих сталей аустенітного класу, оскільки вони достатньо дорогі і мають удвічі меншу теплопровідність в порівнянні з вуглецевими сталями. Тому в технології виробництва трубних пучків парогенераторів з водними теплоносіями з багаторазовою циркуляцією робочої речовини (пароводяної суміші) застосовується вальцювання кінців довгомірних (12 м) трубок з товщиною стінок 1,5 мм в трубних дошках з подальшим обварюванням. У парогенераторах з водними теплоносіями з прямотечіюною схемою циркуляції робочої речовини використовуються трубки з товщиною стінок 2,5 мм і тому в технології виробництва їх трубних пучків застосовується стикове зварювання.

Пучки трубок розташовуються в корпусах парогенераторів. З внутрішньої сторони трубки омиваються теплоносієм, а з зовнішньої – робочою речовиною. Схема теплообміну, при якій теплоносії рухається усередині трубок парогенераторів, обумовлена рядом причин. Основні з них такі.

По-перше, оскільки тиск водного теплоносія завжди більший, ніж тиск пари, що генерується, то рух теплоносія усередині трубок, а робочої речовини в міжтрубному просторі, вигідніший з техніко-економічної точки зору, оскільки в цьому випадку зменшується тиск усередині корпусів парогенераторів, що, кінець кінцем, спричиняє зменшення витрати металу на них.

По-друге, при русі водного теплоносія усередині трубок парогенераторів можна набути більших значень коефіцієнтів тепловіддачі, ніж при його русі в міжтрубному просторі.

По-третє, при русі робочої речовини в міжтрубному просторі конструктивно простіше створення усередині корпусів парогенераторів водних і парових об'ємів, необхідних для сепарації пари.

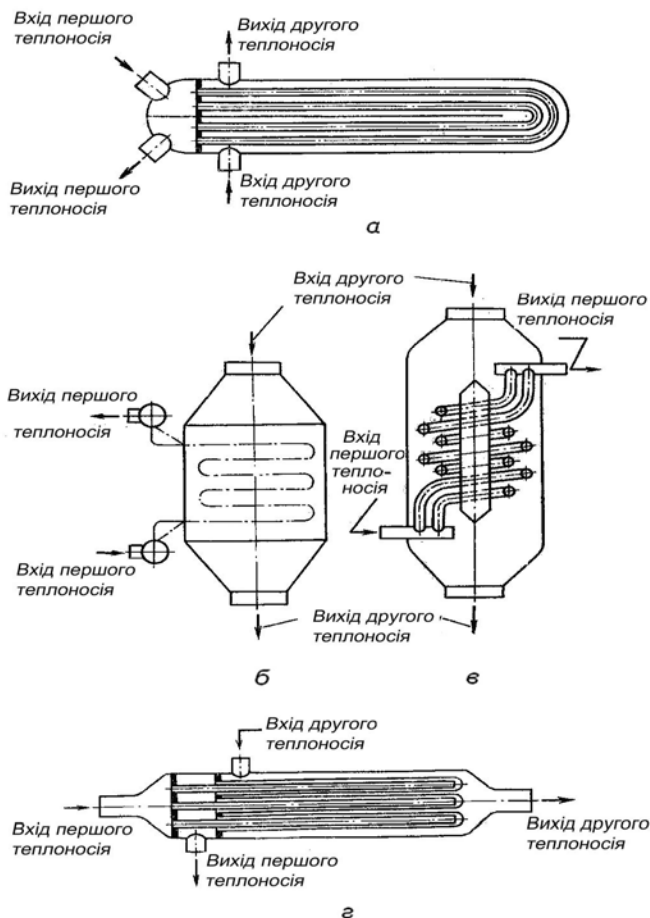
Конструктивне виконання парогенераторів з водними теплоносіями і їх окремих елементів вельми різноманітне і залежить від форми поверхні теплообміну, її компоновки, схеми кріплення і монтажу і інших чинників. Форма поверхні теплообміну вибирається виходячи з умов необхідності досягнення найбільшої компактності, багато в чому залежної від компоновки поверхні, і запобігання небезпечній з погляду надійності температурній напрузі в ній.

Прагнення максимально можливого підвищення параметрів пари (тиску, температури) на вході в турбіну з метою підвищення ККД паротурбінного циклу при відносно невисоких температурах теплоносія на вході в парогенератор ($320 \div 330$ °C) приводить до малих значень температурних напорів. Зазвичай вони складають $15 \div 20$ °C. Проте високі значення коефіцієнтів теплопередачі поверхонь теплообміну ($2900 \div 4000$ Вт/м²·K) забезпечують навіть при малих температурних напорах значний питомий тепловий (до 116300 Вт/м²), що дозволяє отримувати достатньо компактні поверхні теплообміну парогенераторів з водними теплоносіями.

Температурна напруга, яка виникає внаслідок поєднання в конструкціях теплообмінних ділянок парогенераторів елементів з різними температурами і коефіцієнтами лінійного подовження, а також елементів великої товщини із значним перепадом температури в них, усувається шляхом застосування спеціальних компенсаторів або самокомпенсовних елементів.

Компенсатори температурної напруги для різних теплообмінних апаратів виконуються як на корпусі теплообмінних апаратів, так і безпосередньо на поверхнях теплообміну. Одним з найбільш простих способів компенсації є прогинання теплообмінних трубок, при якому компенсація різниці температурних подовжень трубок і корпусу здійснюється унаслідок зміни величини їх прогинання. Самокомпенсація трубок поверхонь теплообміну відбувається і у разі застосування трубок у формі змійовиків: плоских, гвинтових і спіральних. U-подібна трубка є плоским змійовиком з одним вигином. Застосування поверхні теплообміну із зворотних елементів (трубок Фільда) також забезпечує повну самокомпенсацію температурної напруги. Схеми теплообмінних апаратів з різними формами поверхонь теплообміну наведено на рис. 4.4. Остаточний вибір розглянутих форм самокомпенсовних поверхонь теплообміну проводиться

на основі техніко-економічних розрахунків з урахуванням вартості виготовлення, зручностей монтажу і ремонту, надійності експлуатації теплообмінного апарата.



Р и с . 4 . 4 . Схеми теплообмінних апаратів з різними формами поверхонь теплообміну:

а – з плоскими U-подібними трубками; *б* – з плоскими змійовиками;
в – з гвинтовими змійовиками; *г* – із зворотними елементами

Застосування тих або інших форм поверхонь теплообміну істотно впливає на конструкції теплообмінних апаратів [5]. Існує три схеми кріплення і монтажу поверхонь теплообміну усередині корпусів теплообмінних апаратів: з трубними дошками (рис. 4.4, *а*), із зовнішніми колекторами (рис. 4.4, *б*), з внутрішніми колекторами (рис. 4.4, *в*). Кожна з вказаних схем має свої недоліки.

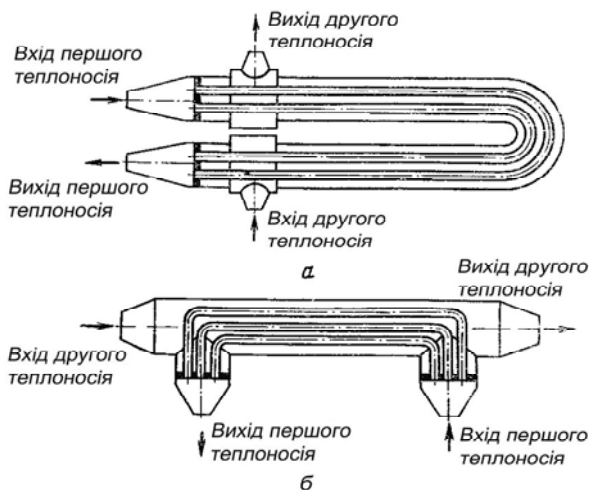
Застосування трубних дощок для теплообмінних апаратів з високими перепадами тиску і температур теплоносіїв, які гріють і які нагріваються, приводить до великої товщини трубних дощок, а отже, і до виникнення істотної температурної напруги в них.

Застосування схеми із зовнішніми колекторами передбачає велику кількість введень і виведень трубок через стінку корпусу теплообмінного апарата, що ускладнює технологію його виготовлення і підвищує вартість.

Схема з внутрішніми колекторами технологічніша в порівнянні з схемою із зовнішніми колекторами і надійніша в порівнянні з схемою з трубними дошками через значно меншу температурну напругу, проте технологічно вона складніша і істотно дорожча, ніж остання.

Вибрана схема кріплення і монтажу поверхонь теплообміну усередині теплообмінних апаратів визначає конфігурацію їх корпусів [6]. Існують теплообмінні апарати з прямими (рис. 4.4) і з U-подібними (рис. 4.5, *а*) корпусами. U-подібний корпус виконується тільки за умови застосування в теплообмінному апараті U-подібних трубок. Перевагою U-подібних корпусів є можливість розділення трубних дощок вхідної і вихідної камер гріючого теплоносія, що підвищує надійність теплообмінних апаратів унаслідок зниження температурної напруги в дошках. Розділення вхідної і вихідної камер гріючого теплоносія може бути здійснене і для прямих корпусів у разі застосування П-подібних трубок як поверхонь теплообміну (рис. 4.5, *б*). Проте це вимагає уварення в корпус двох додаткових патрубків великого діаметра, що ускладнює конструкцію теплообмінних апаратів.

Компоновка теплообмінних елементів (ділянок) парогенераторів з водними теплоносіями, які являють собою теплообмінні апарати, здійснюється по-різному. У одних схемах компоновки економайзер і випарник – це самостійні теплообмінні апарати, сполучені послідовно, в інших – їх поверхні об'єднані в одному корпусі парогенератора.



Р и с . 4 . 5 . Теплообмінні апарати з U-подібним (а) і П-подібним (б) корпусами

Поверхня теплообміну водяного економайзера некиплячого типу з обох боків омивається однофазними середовищами – водою. Інтенсивність тепловіддачі як з боку гріючого теплоносія, так і з боку теплоносія (живильної води), що нагрівається, майже однакова і вельми висока. Кількість передаваної в ньому теплоти відносно невелика, а середній температурний напір достатньо великий. У зв'язку з цим площа поверхні теплообміну економайзера некиплячого типу порівняно невелика.

Економайзер, який конструктивно являє собою самостійний теплообмінний апарат, зазвичай виготовляється за схемою, показаною на рис. 4.4, а. Рух води, що нагрівається, в міжтрубному просторі такого економайзера може бути поздовжнім або багатократним поперечним. Схема компоновки парогенератора з економайзером у вигляді самостійного теплообмінного апарата застосовується в тих випадках, коли температура теплоносія на виході з економайзера t_1'' менша від температури насичення робочої речовини t_{s2} , тобто при $t_1'' < t_{s2}$ (рис. 4.2).

При об'єднанні економайзера і випарника в одному корпусі парогенератора можливі два варіанти схем компоновки.

У першому варіанті поверхня теплообміну економайзера відокремлена від поверхні теплообміну випарника, вона омивається однофазними середовищами з обох боків і виконує функцію нагріву живильної води. Такий варіант компоновки конструктивно здійснюється відділенням частини трубок поверхні теплообміну парогенератора спеціальним кожухом.

У другому варіанті поверхні теплообміну економайзера і випарника об'єднуються в одну і функція економайзера як самостійної нагрівальної поверхні ліквідується. Об'єднання поверхонь економайзера і випарника можливе тільки в тих випадках, коли температура теплоносія на виході з парогенератора (економайзера) t_1'' значно більша від температури насичення робочої речовини t_{s2} , тобто за умови $t_1'' > t_{s2}$ (рис. 4.3). У парогенераторах сучасних АЕС з водними теплоносіями, як правило, $t_1'' > t_{s2}$. Це дозволяє об'єднувати їх економайзерні і випарні поверхні. При об'єднаній схемі компоновки зменшуються витрати на корпусні елементи і сполучні трубопроводи. Крім того, інтенсивність теплообміну для об'єднаної поверхні вища, а середній температурний напір нижчий, ніж для економайзерної поверхні, розташованої окремо. Це дозволяє зменшити загальну площу теплообміну в парогенераторі.

У парогенераторах АЕС з водними теплоносіями застосовуються такі типи циркуляції пароводяної суміші у випарнику: прямотечійна, з багаторазовою природною циркуляцією, з багаторазовою примусовою циркуляцією.

Для випарників із зануреною поверхнею теплообміну, що найчастіше зустрічаються, застосовується багаторазова природна циркуляція пароводяної суміші в міжтрубному просторі. В цьому випадку пара, яка утворюється у випарнику, піднімається до верхніх рядів трубок, а вода опускається до нижніх рядів в результаті дії масових сил, що виникають в киплячому об'ємі (природна конвекція). Волога насичена пара відділяється від води у верхній частині випарника і перед надходженням у відвідний паропровід осушується до малих значень вологості (менше 1 %). Відділення пари від води і його осушення проводяться в спеціальних сепараційних пристроях різної конструкції.

За типом компоновки сепараційних пристроїв парогенератори з водними теплоносіями розділяються на дві групи. До першої групи належать парогенератори, в яких виробництво пари і сепарація суміщені в одному корпусі, до другої – парогенератори, в яких виробництво пари і сепарація здійснюються в різних корпусах. Сепараційні пристрої парогенераторів

включають паровий об'єм певної висоти, в якому відбувається гравітаційна сепарація – відділення пари від води в результаті різної дії сил гравітації на ці компоненти пароводяної суміші унаслідок різниці їх питомих вагів (густини). Крім того, в паровому об'ємі також можуть бути встановлені один або два ступеня пристроїв, в яких здійснюється механічна сепарація пари. Поєднання виробництва і сепарації пари в одному корпусі істотно збільшує габаритні розміри парогенераторів. Здійснення виробництва і сепарації пари в різних корпусах спричиняє зменшення габаритних розмірів парогенераторів, але веде до збільшення їх металоємності.

За нашого часу в світовій атомній енергетиці накопичений великий досвід проектування, виготовлення і експлуатації однокорпусних парогенераторів АЕС з водними теплоносіями горизонтального і вертикального типів із зануреною поверхнею нагріву [1–3, 7]. Площі поверхонь теплообміну, масові і габаритні характеристики цих типів парогенераторів практично однакові. Проте необхідно мати на увазі, що в парогенераторах горизонтального типу простіше і надійніше здійснюється сепарація пари, а застосування парогенераторів вертикального типу спрощує компоновку першого контура АЕС.

Окрім однокорпусних парогенераторів АЕС з водними теплоносіями існують також і секційні парогенератори. В них поверхня теплообміну розбита на велику кількість секцій, сполучених паралельно. Позитивними якостями таких парогенераторів в порівнянні з однокорпусними є можливість їх повного заводського складання і спрощення технологічного процесу заміни пошкоджених секцій в процесі експлуатації. А основними недоліками секційних парогенераторів є велика металоємність і складність конструкцій роздавальних і збірних колекторів для теплоносія і робочої речовини.

4.3. Конструктивні схеми парогенераторів АЕС з рідкометалевими теплоносіями

На особливості конструктивних схем і конструкцій парогенераторів АЕС з рідкометалевими теплоносіями великий вплив робить висока температура цих теплоносіїв, яка складає на виході з реактора близько 600 °С [8]. Це дає можливість застосовувати на АЕС з рідкометалевими теплоносіями паротурбінні цикли з високими надкритичними початкови-

ми параметрами пари (з тиском, що дорівнює 23÷24 МПа і з температурою, що дорівнює 545÷565 °С) з високими ККД. Перепад температури рідкометалевих теплоносіїв в контурі ($t'_1 - t''_1$) може бути досить великим (200 °С і більше), а тиск відносно невисоким, тобто таким, що трохи перевищує опір самого контура. Для парогенераторів з рідкометалевими теплоносіями без проміжного пароперегрівника t - Q -діаграма відповідає діаграмі, наведеній на рис. 4.2.

За нашого часу на діючих АЕС як рідкометалеві теплоносії найчастіше застосовується натрій (Na). Оскільки після проходження через активну зону реактора наведена радіоактивність натрію сильно зростає і він має високу хімічну активність по відношенню до води і до повітря, для АЕС з реакторами, які охолоджуються натрієм, перевага віддається триконтурній схемі (рис. 1.4). У такій схемі передача теплоти від реактора до робочої речовини здійснюється через другий контур з проміжним теплообмінником, який відокремлює перший контур з високою радіоактивністю від третього (пароводяного) контура і локалізує наслідки можливої аварії при випадковому контакті Na з водою. Як теплоносієм проміжного контура найчастіше застосовується Na або сплав Na-K.

Конструктивна схема проміжного теплообмінника аналогічна конструктивній схемі економайзера, оскільки його поверхня теплообміну також омивається однофазними середовищами. Для того, щоб у разі порушення щільності трубної системи проміжного теплообмінника радіоактивний Na першого контура не попадав в другий контур, тиск в другому контурі підтримується дещо більшим, ніж в першому контурі.

Парогенератори АЕС з рідкометалевими теплоносіями, які розраховані на високі надкритичні параметри пари, включають, окрім економайзера, випарника і основного пароперегрівника, ще і проміжний пароперегрівник. Призначення проміжного пароперегрівника – перегрів частково відпрацьованої в турбіні пари (як правило, після циліндра високого тиску турбіни) з метою підвищення ККД паротурбінного циклу АЕС.

Всі теплообмінні елементи парогенераторів з рідкометалевими теплоносіями можуть бути або об'єднані в одному корпусі, або розташовані в різних корпусах. Поверхні теплообміну всіх елементів парогенераторів з рідкометалевими теплоносіями характеризуються порівняно невеликими площами при значних теплових потоках. Рух рідкометалевих теплоносіїв здійснюється в міжтрубному просторі теплообмінних елементів парогенераторів. Тому в них застосовуються поверхні теплообміну, що самокомпенсуються і складаються із зворотних елементів (рис. 4.4, з).

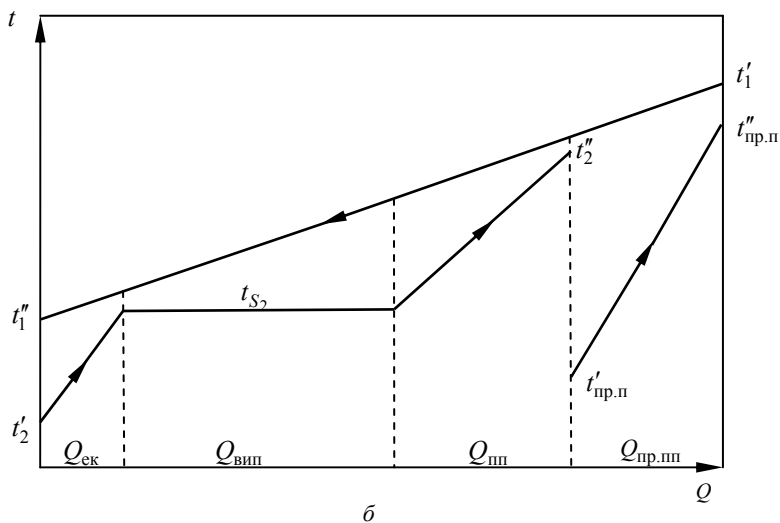
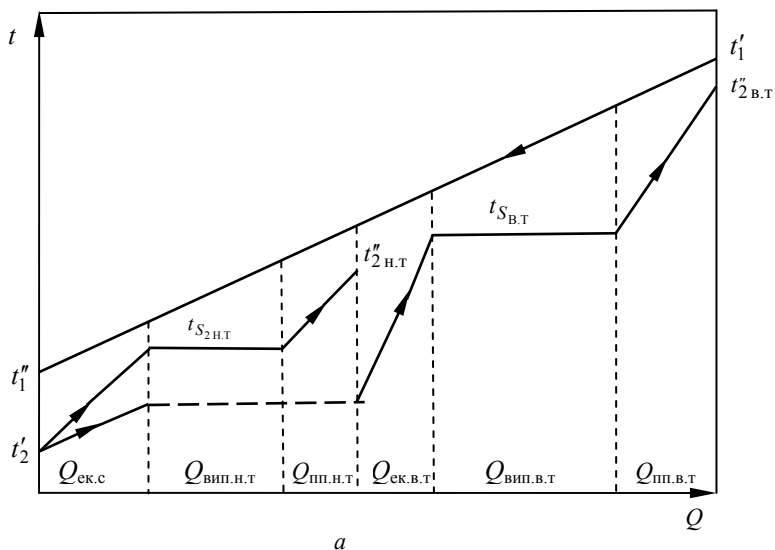
4.4. Конструктивні схеми парогенераторів АЕС з газовими теплоносіями

Газові теплоносії, як і рідкометалеві, також є високотемпературними і тому дають можливість отримувати в парогенераторах пару надкритичних параметрів.

У реакторах, що працюють на природному урані, температура газових теплоносіїв з тиском 2 МПа на виході з реактора t'_1 може складати близько 450 °С за умови застосування сталевих оболонок твेलів. У реакторах, що працюють на збагаченому урані, застосування газових теплоносіїв з тиском більше 5 МПа дає можливість підвищити t'_1 до 650 °С при використанні оболонок твелів із сталі. Використання пористих оболонок твелів з керметів в реакторах, що працюють на збагаченому урані, з газовими теплоносіями з тиском більше 5 МПа дозволяє досягти температури t'_1 більше 850 °С.

Температура газових теплоносіїв на вході в парогенератор t'_1 , що знаходиться в діапазоні 400÷450 °С, дає можливість вироблення перегрітої пари середніх параметрів (з тиском, що дорівнює 4÷6 МПа і з температурою, що дорівнює 410 °С). Для її вироблення в парогенераторах з технологічної точки зору доцільне застосування так званих циклів двох тисків: низького і високого. Збільшення температури t'_1 до 650 °С і більше дозволяє отримувати пару високих надкритичних параметрів (з тиском, що дорівнює 17÷24 МПа і з температурою, що дорівнює 580÷600 °С) і застосовувати проміжний перегрів пари в паротурбінному циклі АЕС. На рис. 4.6 зображено t - Q -діаграми для парогенераторів з газовими теплоносіями, що виробляють пару двох тисків, і для парогенераторів з газовими теплоносіями з проміжним перегрівом пари.

Вплив параметрів газових теплоносіїв на конструктивні схеми парогенераторів вельми істотний. Умовно парогенератори з газовими теплоносіями підрозділяються на дві групи: з низьким тиском газових теплоносіїв на вході в парогенератор P_1 (низькотемпературні), у яких $P_1 < 2$ МПа і $t'_1 < 450$ °С, і з високим тиском газових теплоносіїв (високотемпературні), у яких $P_1 > 2$ МПа і $t'_1 > 450$ °С. До останніх, наприклад, належать парогенератори АЕС з реакторами на швидких нейтронах з гелієвим теплоносієм, що мають, як вже наголошувалося, $P_1 = 20\div 25$ МПа.



Р и с . 4 . 6 . t - Q -діаграма парогенератора з газовим теплоносієм, який виробляє пару двох тисків (а), і з проміжним перегрівом пари (б)

При омиванні поверхонь теплообміну парогенераторів газовими теплоносіями теплообмін між теплоносієм і стінками трубок відбувається за допомогою конвекції з відносно низькими коефіцієнтами тепловіддачі. Тому забезпечення високої паропродуктивності парогенераторів вимагає великих площ поверхонь теплообміну. Інтенсифікувати тепловіддачу з боку газових теплоносіїв можна двома шляхами: підвищенням швидкості руху теплоносіїв і застосуванням розвинених оребрених або ошипованих поверхонь теплообміну. Для парогенераторів АЕС з газовими теплоносіями, як правило, тиск теплоносіїв менший від тиску пари, що генерується, ($P_1 < P_2$), а витрата теплоносіїв значно перевищує витрату робочих речовин, тому стає переважним рух газових теплоносіїв в міжтрубному просторі, де сумарний прохідний переріз істотно більший, ніж в трубках, і спрощується завдання оптимізації швидкостей теплоносіїв. Рух газових теплоносіїв в міжтрубному просторі парогенераторів сприяє організації поперечного омивання трубних пучків з оребрених трубок з метою інтенсифікації процесу теплообміну і дозволяє скомпонувати всі елементи парогенератора з газовим теплоносієм в одному корпусі. Проте велика площа поверхонь теплообміну і обмеження діаметрів корпусів парогенераторів за технологічними умовами їх виробництва вимагають для отримання більшої паропродуктивності значної довжини корпусів. Для таких парогенераторів (з великим відношенням довжини корпусу до його діаметра) раціональне вертикальне розташування корпусів. В цьому випадку в економайзерах і випарниках парогенераторів здійснюється підйомний рух робочої речовини. Для забезпечення протитечійної схеми омивання поверхонь теплообміну рух газових теплоносіїв здійснюється зверху вниз. Така конструктивна схема характерна для парогенераторів як з низьким, так і з високим тиском газових теплоносіїв.

При застосуванні в парогенераторах газових теплоносіїв з високими тиском і температурою інтенсивність теплообміну в них вища, ніж при використанні газових теплоносіїв з низьким тиском, за рахунок збільшення їх масової швидкості течії, а для багатоатомних газових теплоносіїв ще і унаслідок збільшення частки тепловіддачі випромінюванням у вхідних ділянках парогенераторів. Це приводить до зменшення площ поверхонь теплообміну елементів високотемпературних парогенераторів в порівнянні з низькотемпературними. Проте у будь-якому випадку сумарна площа поверхонь теплообміну парогенераторів з газовими тепло-

носіями значно більша, ніж парогенераторів з водними або рідкометалевими теплоносіями.

У результаті можна зробити висновок: для парогенераторів з газовими теплоносіями найбільш раціональною конструкцією є вертикальний водотрубний теплообмінний агрегат баштового типу із змійовиковою поверхнею теплообміну і протитечієм рухом газового теплоносія і робочої речовини.

За принципом циркуляції у випарнику парогенератори з газовими теплоносіями можуть бути прототечієними, з багатократною природною циркуляцією або з багатократною примусовою циркуляцією (рис. 4.1).

Багатократна природна циркуляція у змійовикових поверхнях теплообміну вимагає наявності достатніх рушійних сил. Для їх отримання необхідна значна висота циркуляційного контура. Тому баштові конструкції однокорпусних парогенераторів з газовими теплоносіями з таким типом циркуляції мають істотний недолік – великі розміри корпусів, які є вельми дорогими і, у ряді випадків, нетранспортабельними. Для вирішення цієї проблеми часто проводять розукрупнення єдиної конструкції таких парогенераторів на декілька секцій, що мають менші розміри корпусів, в яких входи і виходи теплоносіїв і робочих речовин здійснюються через днища. Якщо конструкції парогенераторів складаються з двох секцій, то в нижній секції розташовані елементи низького тиску, а у верхній – високого. Економайзери і пароперегрівники виконуються з концентричних спіральних змійовиків. Випарники складаються з вертикальних циліндрових барабанів, до яких приєднані вертикальні концентрично розташовані оребрені трубки. Випарні поверхні парогенераторів омиваються газовим теплоносієм, що рухається подовжньо.

4.5. Конструктивні схеми парогенераторів АЕС з рідкими органічними теплоносіями

Як вже наголошувалося у другій главі у розділі 2.3, термічна і радіаційна нестійкості та погіршені в порівнянні з водними теплоносіями теплофізичні властивості рідких органічних теплоносіїв перешкоджають їх широкому застосуванню на АЕС.

У ядерних енергетичних установках з рідким органічним теплоносієм у виді дифенілу температура теплоносія на вході в парогенератори скла-

дає близько 325 °С. Така температура дозволяє виробляти в парогенераторах пару середнього тиску з невеликим перегрівом. Застосування термічно і радіаційно стійкіших рідких органічних теплоносіїв, ніж дифеніл, дає можливість отримувати t'_1 більше 400 °С і, таким чином, виробляти пару вищих параметрів (з тиском, що дорівнює 3,5 МПа і з температурою, що дорівнює 410 °С). Для парогенераторів з рідкими органічними теплоносіями t - Q -діаграма аналогічна діаграмі, наведеній на рис. 4.2.

Декілька чинників обумовлюють різницю між конструкцією парогенераторів з рідкими органічними теплоносіями і конструкцією парогенераторів з водними теплоносіями.

По-перше, вища в порівнянні з водними теплоносіями температура органічних теплоносіїв на вході в парогенератори дозволяє отримувати і використовувати в паротурбінному циклі АЕС перегріту пару. В цьому випадку в конструкцію парогенераторів входять економайзер, випарник і пароперегрівник.

По-друге, малий тиск органічних теплоносіїв в контурі (1,5÷2,0 МПа) обумовлює їх течія в парогенераторах в міжтрубному просторі поверхонь теплообміну. При такій схемі омивання поверхонь теплообміну всі елементи парогенераторів з рідкими органічними теплоносіями раціонально компонується в одному корпусі. Проте оскільки зі всіх рідких теплоносіїв органічні теплоносії мають найгірші теплофізичні властивості, поверхні теплообміну парогенераторів з органічними теплоносіями мають великі розміри. Вони виконуються у формі плоских, гвинтових або спіральних змійовиків. Циркуляція робочої речовини усередині цих змійовиків, як правило, примусова.

У ряді випадків, якщо парогенератор з рідким органічним теплоносієм проектується на середній тиск пари, може виявитися, що у випарнику доцільніше організувати протікання теплоносія усередині трубок. Це пов'язано з тим, що випарники із зануреною поверхнею теплообміну простіші у виготовленні. В цьому випадку конструкція парогенератора буде багатокорпусною, оскільки конструктивні схеми економайзера і пароперегрівника все одно повинні передбачати протікання органічного теплоносія в міжтрубному просторі.

4.6. Класифікація конструкцій парогенераторів АЕС, їх елементів і поверхонь теплообміну

Класифікація конструкцій парогенераторів АЕС, їх окремих елементів і поверхонь теплообміну здійснюється відповідно до можливих варіантів їх конструктивного виконання, які наведено в табл. 4.2 і 4.3.

Таблиця 4.2

Варіанти конструктивного виконання елементів парогенераторів

Кількість корпусів (компоновка елементів)	Принцип руху робочої речовини у випарнику	Система сепарації пари у випарниках з багаторазовою природною і багаторазовою примусовою циркуляціями
Однокорпусний	Багаторазова природна циркуляція	1. Виробництво пари і її сепарація в одному корпусі 2. Сепарація пари в окремому корпусі
Багатокорпусний	Багаторазова примусова циркуляція Прямотечійний (одноразовий примусовий прохід)	Для обох варіантів: а) відсутність механічних сепараторів; б) одноступінчата механічна сепарація; в) двоступінчата механічна сепарація

Таблиця 4.3

Варіанти конструктивного виконання поверхонь теплообміну парогенераторів

Спосіб омивання поверхні теплообміну	Конфігурація поверхні теплообміну	Розташування парогенератора (елементів) у будівлі	Конфігурація корпусу
1. Теплоносій в трубках	Змійовики: а) плоскі б) гвинтові в) спіральні	Горизонтальне Вертикальне	Прямий U-, L- і П-подібний
2. Теплоносій в міжтрубному просторі	Трубки: а) U-подібні б) L- і П-подібні Трубка в трубі Пучок трубок в трубі Зворотні елементи		Комбінований (прямий з різними діаметрами) по довжині

4.7. Конструкції і технічні характеристики парогенераторів АЕС з водними теплоносіями

У цій главі вже наголошувалося, що парогенератори АЕС з водними теплоносіями бувають двох типів: горизонтальні і вертикальні [9].

Парогенератори, встановлені на діючих в Україні АЕС з реакторами ВВЕР-440 і ВВЕР-1000, є горизонтальними, однокорпусними із зануреною поверхнею теплообміну, яка складається з горизонтально розташованих пучків трубок, і з вбудованими пристроями сепарації пари.

Конструкції і технічні характеристики горизонтальних парогенераторів з водними теплоносіями розглянемо на прикладі парогенератора ПГВ-1000М для АЕС з ВВЕР-1000 (рис. 4.7), який складається з таких основних елементів: корпусу; теплообмінної поверхні; вхідного і вихідного колекторів першого контура (водного теплоносія); пристрою сепарації; пристрою роздачі основної живильної води; пристрою роздачі аварійної живильної води; пристрою вирівнювання парового навантаження; парового колектора; опорних конструкцій; зрівняльних посудин; гідромортизаторів.

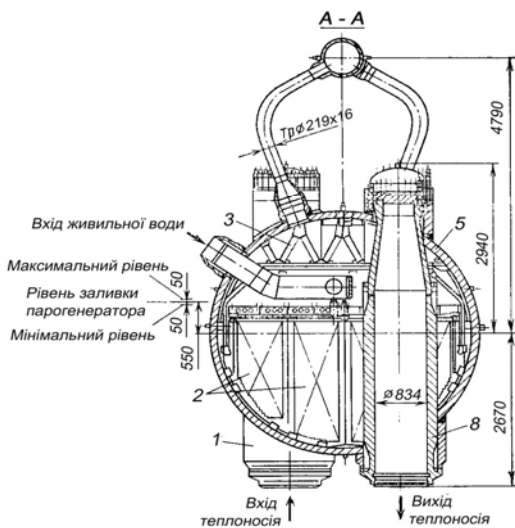
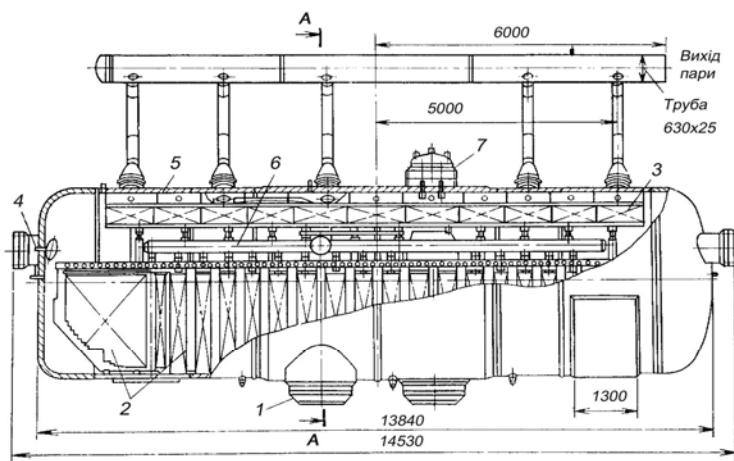
Корпус парогенератора призначений для розміщення в своєму об'ємі трубних пучків поверхонь теплообміну разом з вхідним і вихідним колекторами першого контура і інших внутрішньокорпусних пристроїв. Він являє собою зварну циліндричну посудину, яка має довжину 13840 мм, внутрішній діаметр 4000 мм і товщину стінок 145 мм і яка складається з кованих обичайок, штампованих еліптичних днищ, кованих патрубків і люків. Матеріал корпусу парогенератора – перлітна низьколегована сталь марки 10ГН2МФА.

На корпусі розташовані: два люки для огляду і обслуговування колекторів першого контура ($D_y 800$); два люки для огляду і обслуговування внутрішньокорпусних пристроїв другого контура ($D_y 500$); десять патрубків для відведення пари ($D_y 200$); один патрубок для підведення основної живильної води ($D_y 400$); два патрубки для підведення аварійної живильної води ($D_y 100$); один патрубок для дренажу живильної води ($D_y 100$); два штуцери ($D_y 80$) і чотири штуцери ($D_y 20$) для відведення живильної води в лінію періодичного продування; два штуцери для відведення живильної води в лінію безперервного продування ($D_y 20$); двадцять два штуцери для приєднання зрівняльних посудин і імпульсних ліній ($D_y 20$); два патрубки для зварки корпусу з колекторами першого контура

($D_y 1200$); два штуцери для контролю щільності фланцевих з'єднань колекторів першого контура ($D_y 15$); чотири штуцери для контролю щільності фланцевих з'єднань колекторів другого контура ($D_y 10$); два штуцери для відведення повітря з колекторів першого контура ($D_y 10$); два штуцери для відведення повітря з колекторів живильної води ($D_y 20$); два штуцери для контролю роботи індикатора рівня живильної води ($D_y 15$); два штуцери для відведення повітря з парового колектора ($D_y 10$).

Теплообмінна поверхня парогенератора складається з 11000 трубок типорозміру $16 \times 1,5$ мм і їх колекторів. Теплообмінні трубки, гнуті в U-подібні змійовики, скомпоновані в два трубні пучки. Розташування трубок в кожному пучку шахове, крок по висоті пучка дорівнює 19 мм, а по ширині пучка – 23 мм. Змійовики мають по 3 вертикальних коридори для забезпечення необхідних гідродинамічних характеристик циркулюючої живильної води. Кінці змійовиків закладені в стінки колекторів шляхом обварювання їх торців, які мають антикорозійне покриття, аргонодуговим зварюванням і подальшим гідравлічним вальцюванням на всю глибину закладення в колектор. Змійовики дистанціюються між собою в трубному пучку спеціальними елементами, які, у свою чергу, закріплюються в опорних конструкціях, розташованих на корпусі парогенератора. Дистанціюючі елементи являють собою хвилеподібні смуги з проміжними плоскими планками.

Колектори першого контура призначені для збору водного теплоносія і роздачі його в теплообмінні трубки. Кожен колектор має перехідне кільце ($D_y 850$) для з'єднання з головним циркуляційним трубопроводом і два штуцери ($D_y 20$) для періодичного продування. У верхній частині колектора першого контура є фланцевий рознім ($D_y 500$). Він забезпечений плоскою кришкою, після зняття якої проводиться огляд і ремонт зварних з'єднань приварки теплообмінних трубок до внутрішніх поверхонь колекторів. Кришки колекторів мають так звані «витискувачі», що служать для обмеження перетікання теплоносія з першого контура в другий при обриві фланцевого з'єднання кришки. «Витискувач» являє собою циліндр діаметром 492 мм і заввишки 100 мм з товщиною стінки 10 мм, виготовлений з аустенітної хромонікелевої нержавіючої сталі марки 08X18N10T і приварений до поверхні кришки колектора з боку першого контура. Для виключення «заповітріння» колектора при заповненні теплоносієм першого контура на «витискувачі» виконано проточку шириною 56 мм по всій його довжині.



Р и с . 4 . 7 . Горизонтальний парогенератор ПГВ-1000М для АЕС з ВВЕР-1000:

1 – вхідний колектор теплоносія; 2 – поверхня теплообміну; 3 – сепаратори другого ступеня сепарації; 4 – штуцери рівнеміра; 5 – корпус; 6 – роздавний колектор живильної води; 7 – сепаратори першого ступеня сепарації; 8 – вихідний колектор теплоносія

Колектори першого контура виконані з перлітної низьколегованої сталі марки 10ГН2МФА. Внутрішня поверхня колекторів, включаючи кришки фланцевих рознімів, покрита антикорозійною наплавкою з аустенітної хромонікелевої нержавіючої сталі марки Х18Н10Т.

Сепараційні пристрої складаються з пакетів жалюзі хвилеподібного профілю, за якими встановлений паровий дірчастий лист. Жалюзійні пакети розташовані під кутом 26 градусів до вертикалі в паровому об'ємі парогенератора на висоті 750 мм від зануреного дірчастого листа. Вони виконані з аустенітної хромонікелевої нержавіючої сталі марки Х18Н10Т. Паровий дірчастий лист призначений для вирівнювання поля швидкостей пари. Ступінь перфорації дірчастого листа складає приблизно 6 %.

Пристрій підводу і роздачі основної живильної води складається із загального колектора ($D_y 250$), який проходить уподовж парогенератора і сполучений з патрубком підведення живильної води ($D_y 400$). До загального колектора приєднано 15 роздавальних колекторів ($D_y 80$), по довжині яких вварені трубки ($D_y 20$) для підведення живильної води у верхню частину трубних пучків поверхні теплообміну під зануреним дірчастим листом, тобто для підведення живильної води на так звану «гарячу» сторону трубних пучків. Матеріал загального колектора – перлітна низьколегована сталь 20, матеріал роздавальних колекторів і трубок – аустенітна хромонікелева нержавіюча сталь Х18Н10Т.

Пристрій роздачі аварійної живильної води складається із загального колектора ($D_y 150$), виконаного з перлітної низьколегованої сталі 20, і роздавальних колекторів ($D_y 80$), виконаних з аустенітної хромонікелевої нержавіючої сталі Х18Н10Т, що мають по своїй довжині отвори для подачі аварійної води. Загальний і роздавальний колектори аварійної живильної води розміщені в паровому просторі парогенератора.

Паровий колектор парогенератора ($D_y 600$) призначений для збору відсепарованої насиченої пари і подачі її в паропровід. Матеріал парового колектора – перлітна низьколегована сталь 20.

Ущільнення всіх фланцевих з'єднань колекторів першого і другого контурів і люков-лазів по стороні другого контура здійснюється нікелевими прокладками, які укладаються в спеціальні розточки на стикових поверхнях фланцевих з'єднань. У міжпрокладних просторах ущільнення контролюється тиск теплоносія і робочої речовини з метою визначення нещільності з'єднань.

Для визначення рівня котлової води в парогенераторі встановлюються чотири однокамерні зрівняльні посудини з діапазоном вимірювання $0\div 4$ м (чотириметрові рівнеміри) і три двокамерні зрівняльні посудини з діапазоном вимірювання рівня $0\div 1$ м (однометрові рівнеміри).

На АЕС парогенератор встановлюється в спеціальному боксі на опорні конструкції, кожна з яких включає ложемент, роликову опору, сполучну тягу, опорну основу, закладну деталь і анкерні болти. Опорна конструкція розрахована на сприйняття одночасної дії вертикальної складової сейсмічного навантаження від максимального розрахункового землетрусу силою 9 балів за шкалою Ріхтера і реактивного зусилля 1460 т, що виникає в аварійній ситуації при розриві трубопроводів першого контура ($D_y 850$) в горизонтальній площині.

У стінах боксу парогенератор розкріплено вісьма гідроамортизаторами, призначеними для сприйняття горизонтальної складової сейсмічного навантаження. Спільно з механічною системою опор вони також амортизують переміщення парогенератора при термічних переміщеннях підвідних і відвідних трубопроводів.

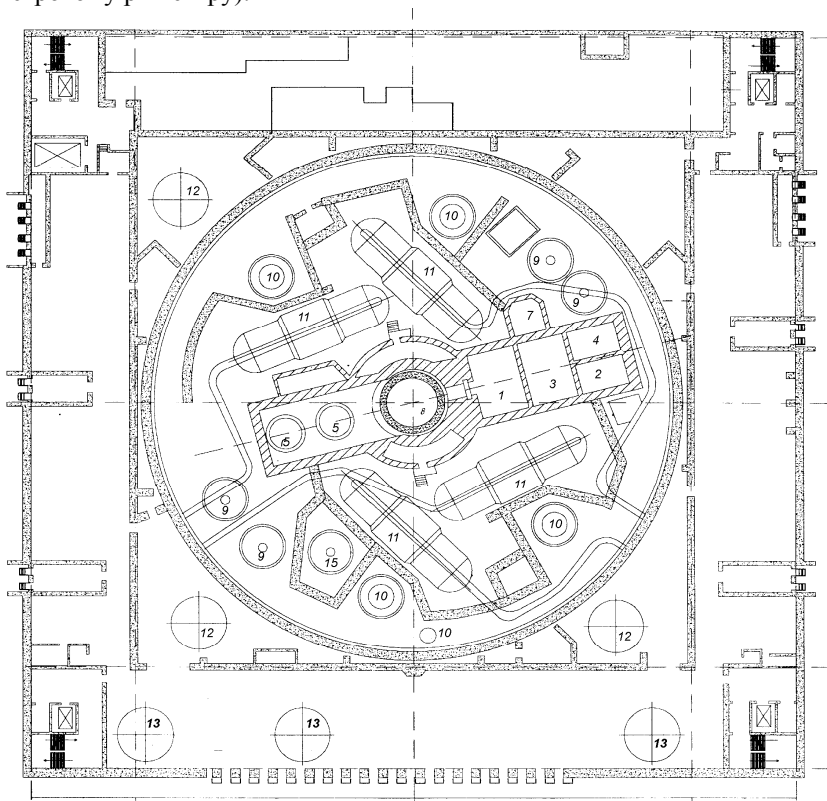
На енергоблоках АЕС потужністю 1000 МВт з реакторами ВВЕР-1000 встановлено чотири парогенератори ПГВ-1000М (рис. 4.8). Режим роботи кожного з них ідентичні, тому подальший опис технологічної схеми їх роботи наведений для одного парогенератора.

Нагрітий в реакторі водний теплоносій першого контура входить в парогенератор, проходить по теплообмінних трубках, віддаючи свою теплоту живильній воді, і повертається в реактор.

Живильна вода, омиваючи теплообмінні трубки, нагрівається, закипає і перетворюється на насичену пару. Насичена пара виходить з парогенератора, збирається в паровому колекторі і далі по паропроводу подається на стопорно-регулювальні клапани турбіни. На паропроводі встановлений швидкодіючий захисно-відсічний клапан, призначений для відсікання паропроводу і парогенератора від турбіни у разі аварійних ситуацій. На ділянці паропроводу до швидкодіючого захисно-відсічного клапана встановлено один швидкодіючий редуційний пристрій для скидання пари в атмосферу і два запобіжних клапани.

У табл. 4.4 наведено основні технічні характеристики парогенератора ПГВ-1000М. Парогенератор виробляє вологу насичену пару в кількості 1470 т/год з тиском 6,3 МПа, температурою 278 °С і вологістю 0,2 %. Такі значення параметрів пари, що генерується, забезпечуються за таких

умов експлуатації: у діапазоні потужності реактора 95 ± 100 % від номінальної при номінальному рівні живильної води з допустимим відхиленням не більш ± 50 мм (по однометровому рівнеміру); при значеннях потужності реактора менше 95 % від номінальної при номінальному рівні живильної води з допустимим відхиленням не більш ± 150 мм (по однометровому рівнеміру).



Р и с . 4 . 8 . План реакторного відділення енергоблоків АЕС з ВВЕР-1000:

1, 2, 3 – відсіки басейну витримки і перевантаження палива; 4 – колодязь для контейнерів свіжого і відпрацьованого палива; 5 – шахта ревізії внутрішньо-корпусних пристроїв; 6 – шахта ревізії блока захисних труб; 7 – мийка; 8 – шахта реактора; 9 – гідроємність системи аварійного охолодження активної зони; 10 – головний циркуляційний насос; 11 – парогенератор; 12 – бак запасу технічної води; 13 – бак системи аварійного пожежегасіння

Таблиця 4.4

Технічні характеристики парогенератора ПГВ-1000М

Найменування параметра	Значення і допустиме відхилення
Теплова потужність, МВт	750±53
Паропродуктивність, т/год	1470±103
Тиск пари, що генерується, МПа	6,3±0,2
Температура пари, що генерується, °С	278±2
Температура живильної води, °С	220±5
Температура живильної води при відключених підігрівниках високого тиску (ПВТ), °С	164±4
Температура аварійної живильної води, °С	5÷40
Тиск теплоносія першого контура на вході у парогенератор, МПа	15,7±0,3
Температура теплоносія першого контура, °С: на вході на виході	320±3,5 289±2
Номінальний рівень живильної води, мм: по однометровому рівнеміру по чотириметровому рівнеміру на «холодному» торці парогенератора на «гарячому» торці парогенератора	220÷320 270÷320 2250±50 2100±50
Опір парогенератора по першому контуру при роботі чотирьох головних циркуляційних насосів (ГЦН), МПа	0,125
Опір парогенератора по пароводяному тракту при номінальній паропродуктивності, МПа	0,110
Вологість пари на виході з парогенератора, %	0,2
Витрата продувальної води, т/год: безперервне продування періодичне продування	7,5 14,5
Максимальний розрахунковий тиск, МПа: теплоносія пари, що генерується	17,6 7,8
Максимальна розрахункова температура °С: теплоносія пари, що генерується	350 300
Температура стінки елементів першого і другого контурів при проведенні гідровипробувань, не менше, °С	70

Закінчення табл. 4.4

Найменування параметра	Значення і допустиме відхилення
Тиск гідровипробувань на міцність по першому контуру, МПа	24,5±0,2
по другому контуру, МПа	10,8±0,1
Місткість парогенератора, м ³ : по першому контуру	23,4
по другому контуру	124,6
Маса сухого парогенератора, кг	320000

Горизонтальні парогенератори, встановлені на АЕС з реакторами ВВЕР, досить добре зарекомендували себе в експлуатації. Проте їх конструкції і характеристики обмежують можливості подальшого підвищення техніко-економічних показників АЕС.

Відомо, що одним з шляхів підвищення техніко-економічної ефективності електростанцій є збільшення одиничної потужності встановлюваного на них устаткування, у тому числі і парогенераторів, з одночасним зниженням капітальних витрат на будівництво. Для АЕС з реакторами типу ВВЕР це може бути здійснено за рахунок застосування потужних парогенераторів вертикального типу, які в порівнянні з горизонтальними парогенераторами дозволяють раціональніше скомпонувати устаткування першого контура в реакторному відділенні АЕС і, тим самим, скоротити обсяг і вартість будівельних і монтажних робіт. Основні типорозміри і масогабаритні характеристики можливих конструкцій вертикальних парогенераторів для АЕС з реакторами типу ВВЕР-1000 наведено в табл. 4.5. Аналіз даних, поданих в табл. 4.5, дозволяє зробити певні висновки.

Основними недоліками потужних вертикальних однокорпусних парогенераторів з водним теплоносієм з природною циркуляцією є складність конструкції, великі маси і великі габаритні розміри.

Цих недоліків, значною мірою, позбавлені прямотечійні вертикальні парогенератори з водним теплоносієм. Перехід на прямотечійну схему і обумовлену у зв'язку з цим відмову від сепараційних пристроїв дозволяє істотно спростити конструкцію цих вертикальних парогенераторів, поліпшити їх масові і габаритні характеристики, полегшити транспор-

тування. Прямотечійні вертикальні парогенератори із спіральними вити-ми теплообмінними трубками і водним теплоносієм першого контура в трубах важать приблизно в 1,5÷2 рази менше, ніж вертикальні паро-генератори з природною циркуляцією.

Т а б л и ц я 4.5

Основні типорозміри і масогабаритні характеристики вертикальних парогенераторів з водним теплоносієм для АЕС з реакторами типу ВВЕР-1000

Параметри	Парогенератори з природною циркуляцією		Прямотечійні парогенератори		
	однокорпусні	з виносним сепаратором	з теплоносієм в спіральновитих трубках	з теплоносієм в міжтрубному просторі	з теплоносієм у прямих трубках
Типорозмір трубок поверхонь теплообміну, мм	12×1,2	12×1,2	12×1,2	12×1,2	14×1,4
Загальна кількість трубок поверхонь теплообміну, мм	34950	33120	31 100	28400	20800
Внутрішній діаметр корпусу парогенератора, м	5,85	3,9	3,6	3,75	3,8
Маса парогенератора, кг	900 000	900 000	450 000	930 000	500 000
Питома маса парогенератора (на одиницю електричної потужності, що виробляється енергоблоком), кг/МВт	$1,80 \cdot 10^3$	$1,82 \cdot 10^3$	$0,90 \cdot 10^3$	$1,86 \cdot 10^3$	$1,00 \cdot 10^3$

У конструкціях прямотечійних вертикальних парогенераторів з водним теплоносієм, який рухається в спіральновитих трубках, теплообмінна поверхня виготовляється у вигляді двох спіральновитих пучків, приєднаних до центрального колектора. У схему руху водного теплоносія, що протікає усередині трубок, пучки включені паралельно, а в схему руху робочої речовини, яка рухається знизу уверх в міжтрубному просторі, –

послідовно. Завдяки спеціальній системі внутрішньоколекторних пристроїв рух водного теплоносія організований так, щоб теплообмін в обох пучках здійснювався за протитечійною схемою. Для забезпечення рівних діаметрів спіральновитих теплообмінних пучків витрати теплоносія у верхньому і нижньому пучках однакові і складають 50 % від сумарної витрати.

Прямотечійні вертикальні парогенератори з гідравлічною схемою, що передбачає рух робочої речовини в трубках, а водного теплоносія – в міжтрубному просторі, за своїми габаритними і масовими характеристиками значно поступаються прямотечійним вертикальним парогенераторам з водним теплоносієм в трубках, а за масою – також і вертикальним парогенераторам з природною циркуляцією.

Для забезпечення безпеки експлуатації АЕС з вертикальними парогенераторами з водним теплоносієм в міжтрубному просторі необхідний систематичний контроль за станом металу внутрішніх поверхонь корпусів парогенераторів. Конструкція фланцевого розніму корпусів парогенераторів, що передбачає можливість їх розбирання для здійснення систематичного контролю, ускладнює конструкцію самих парогенераторів і, таким чином, знижує їх надійність. Крім того, для підйому кришок корпусів парогенераторів з колекторами і теплообмінними пучками, в головному корпусі АЕС мають бути передбачені кран вантажопідйомністю не менше 500 т і необхідний простір, що дозволить розбирати парогенератори, а це приведе до збільшення висоти будівлі головного корпусу АЕС і вартості монтажу парогенераторів.

Таким чином, за всіма основними характеристиками вертикальні парогенератори з водним теплоносієм в міжтрубному просторі значно поступаються вертикальним прямотечійним парогенераторам з водним теплоносієм в трубках і тому для енергоблоків АЕС великої одиничної потужності вони є малоперспективними.

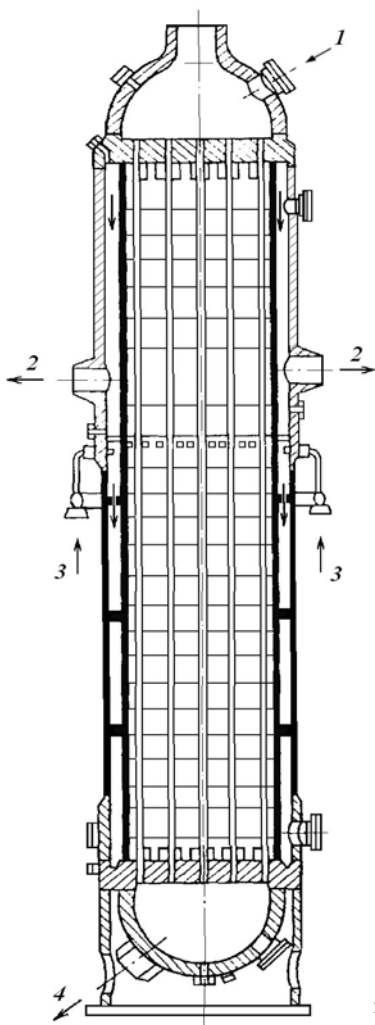
Прямотечійні вертикальні парогенератори з рухом водного теплоносія першого контура в прямих теплообмінних трубках і з плоскими трубними дошками (рис. 4.9) за загальним виглядом і висотою практично рівноцінні прямотечійним вертикальним парогенераторам з рухом водного теплоносія в спіральновитих теплообмінних трубках, проте вони мають більший внутрішній діаметр корпусу. Принципова конструктивна схема парогенераторів з рухом водного теплоносія в прямих теплообмін-

них трубках визначається, в основному, вибраним способом самокомпенсації температурних подовжень трубок і корпусу.

Таким чином, порівняльний аналіз основних масогабаритних характеристик можливих конструкцій вертикальних парогенераторів для АЕС з ВВЕР-1000 з урахуванням можливостей їх виготовлення, монтажу і

умов експлуатації свідчить про те, що найбільш перспективним зі всіх варіантів є прямотечійний парогенератор з рухом водного теплоносія в спіральновитих теплообмінних трубних пучках.

У цей час в різних країнах на сучасних АЕС з водними теплоносіями успішно застосовуються як горизонтальна, так і вертикальна конструкції однокорпусних парогенераторів. Обидві конструкції достатньо близькі за своїми технічними характеристиками і показниками надійності. Проте вертикальні парогенератори займають площу в реакторному відділенні АЕС приблизно в 4 рази меншу, ніж горизонтальні такої ж паропродуктивності, що істотно знижує витрати на будівництво АЕС.



Р и с . 4 . 9 . Прямотечійний вертикальний парогенератор з водним теплоносієм в прямих теплообмінних трубках:

1 – вхід теплоносія; 2 – вихід пари; 3 – вхід живильної води; 4 – вихід теплоносія

Глава 5

КОНСТРУКЦІЙНІ МАТЕРІАЛИ ОСНОВНОГО І ДОПОМІЖНОГО УСТАТКУВАННЯ ПАРОГЕНЕРАТОРНИХ УСТАНОВОК АЕС

5.1. Особливості конструкцій парогенераторів АЕС

Вибір конструкційних матеріалів для основного та допоміжного устаткування парогенераторних установок АЕС є одним із найважливіших завдань при проектуванні. Крім відповідності вимогам до механічних, теплофізичних, корозійних властивостей, конструкційні матеріали повинні мати високу радіаційну стійкість.

Вибір матеріалу починається з уточнення робочих умов в парогенераторі (ПГ): температури, тиску, хімічних властивостей теплоносія першого контуру і робочої речовини, коливань навантажень та ін. Тому слід вибирати такі матеріали, які добре відповідали б основним вимогам, визначеним призначенням та умовами роботи устаткування.

За типом теплоносія розрізняють парогенератори, що обігрівуються водою, газом або розплавленим металом. Водний теплоносій першого контуру, що є речовиною з низьким кипінням, обмежує можливість його нагрівання до високої температури. Підвищення температури води першого контуру вимагає підтримки в ньому високого тиску, що пов'язано з ускладненням і подорожчанням всього тракту першого контуру.

Розплавлені метали і гази не мають обмежень по температурі на виході з реактора. Отримання водяної пари високих і надкритичних параметрів можливо тільки при застосуванні газу або розплавленого металу, які є високотемпературними теплоносіями. Так, температура теплоносія на виході з реактора (те ж на вході в парогенератор) в діапазоні 600–650 °С забезпечує високі параметри пари: $P = 13\text{--}24$ МПа, $T_n = 545$ °С. Вода є низькотемпературним теплоносієм, тому зазвичай АЕС з водним теплоносієм працюють на насиченій парі з тиском 5–7 МПа.

За компоновкою парогенератори АЕС розподіляються на парогенератори вертикального та горизонтального типів. Парогенератори з газо-

вим і рідкометалевими теплоносіями виконуються вертикальними. На АЕС з ВВЕР або з РWR з водним теплоносієм встановлюються парогенератори обох типів. Кожному з них притаманні свої переваги і недоліки. Горизонтальна конструкція парогенератора більш технологічна у виготовленні і більш надійна в експлуатації. Вертикальні парогенератори компактніше горизонтальних, але конструктивні елементи і технологія їх виготовлення складніша, а при U-подібній формі труб для них потрібна трубна дошка великої товщини, що призводить до складної і дорогої технології кріплення в ній кінців трубних елементів [1–4].

Горизонтальні парогенератори реакторних установок ВВЕР також оснащені U-подібними трубами. В таких ПГ, як і в багатьох парогенераторах західного виробництва з реакторами РWR, здійснюється багаторазова природна циркуляція води. В іншому конструкції парогенераторів з ВВЕР і РWR істотно відрізняються. По-перше, оскільки всі діючі парогенератори з ВВЕР горизонтальні, відповідно, їх труби розгорнуті перпендикулярно. Вони мають циліндричний корпус діаметром близько чотирьох метрів і довжиною від приблизно 11 метрів для ВВЕР-440 і до 14,5 метрів для ВВЕР-1000. По-друге, замість однієї трубної дошки використовується два колектора теплоносія (ємності тиску у формі циліндрів змінного радіусу), з'єднаних двома пучками теплообмінних труб діаметром 16 мм і товщиною стінки 1,4–1,5 мм. Теплоносій поступає в один колектор і, проходячи по трубах, виходить через інший. У верхній частині ПГ здійснюється сепарація пари, після якої пара поступає по альтернативних паровідвідних трубах в горизонтальний збірний колектор, встановлений над корпусом ПГ. При цьому конденсат, відділений в процесі сепарації, повертається в оборот всередині парогенератора. Парогенератори для реакторів типу ВВЕР-440 та ВВЕР-1000 мають схожу конструктивну схему, але відрізняються окремими пристроями (такими як занурений дірчастий лист у ПГ з ВВЕР-1000, який підвищує ефективність сепарації), схемою підведення живильної води та організацією зони водного економайзера, матеріалом низки внутрішньокорпусних пристроїв (ВКП) (насамперед колекторів), товщиною теплообмінних труб (на 0,1 мм більше) та іншими особливостями [5, 6].

Іншу принципову схему, несхожу на описану вище, має прямоточний парогенератор для реакторних установок з РWR [7]. Це вертикальний ПГ у виді циліндра приблизно правильної форми з кінчними торцями, дов-

жиною більше 20 метрів. Усередині корпусу, в районі торцевих частин, розмішені дві трубні дошки товщиною близько 600 мм, між якими встановлено пучок прямих теплообмінних труб, розмішених в загальному кожусі, що має зовнішній зазор з корпусом ПГ. Теплоносій надходить зверху через патрубок в осьовій частині і, проходячи по теплообмінних трубах, виводиться через вихідні патрубки в нижній частині парогенератора. Живильна вода подається через патрубки в бічній частині корпусу і спускається по зазору, що виконує функції економайзерної ділянки, до нижньої трубної дошки, далі проходить уздовж трубного пучка вгору. За один прохід по трубах до виходу з ПГ вся вода поступово змінює агрегатний стан від рідини до перегрітої приблизно на 20 градусів пари. Ця пара, протікаючи через верхню частину зазору між кожухом і корпусом, виходить через бічні патрубки (змішуванню пари і живильної води, що надходить нижче, перешкоджає кільцева перегородка, яка розділяє верхню і нижню частини зазору між кожухом і корпусом). У такому парогенераторі використовується більша кількість труб, ніж в ПГ з багаторазовою циркуляцією: понад 15 тисяч.

5.2. Обґрунтування вибору матеріалів для парогенераторів, допоміжних систем і трубопроводів АЕС

В якості конструкційних матеріалів для виробництва устаткування парогенераторних установок АЕС застосовуються, в основному, сплави металів. Це обумовлено тим, що сплави металів відрізняються високою міцністю і пластичністю. Крім того, вони здатні зміцнюватися в умовах пластичної деформації. Металургійні процеси отримання сплавів металів добре освоєні. У промисловості відпрацьована технологія їх обробки різанням і тиском, куванням, штампуванням, прокаткою, освоєні різні види зварювання. Чисті метали в парогенераторобудуванні, як і в реакторобудуванні, застосовуються обмежено, тільки там, де потрібна особливо висока пластичність і відсутність домішок.

Як вже визначалося у третій главі, широке застосування для виробництва устаткування реакторних установок, в том числі і парогенераторів, знайшли сплави на основі заліза. Серед них, насамперед, слід зазначити нержавіючі високолеговані сталі. Застосування цих сталей обумов-

лене їх високою корозійною стійкістю по відношенню до різних теплоносіїв, термічною стійкістю (жароміцністю), технологічністю. Крім вузлів і елементів парогенераторів нержавіючі сталі застосовуються для виготовлення оболонок твелів, каналів і інших елементів активної зони реакторів, а також для плакування (наплавлення) внутрішніх поверхонь устаткування реакторних установок, виготовлених з низьколегованих сталей (корпусів реакторів, барабанів-сепараторів та іншого устаткування). Треба відзначити, що ці сталі також широко застосовуються для виготовлення трубопроводів першого контура двоконтурних АЕС з ВВЕР (до діаметра 550 мм) і контура багаторазової примусової циркуляції реакторів одноконтурних АЕС, теплообмінників конденсатно-живильного тракту турбоустановок, циркуляційних насосів і арматури. Максимальна робоча температура нержавіючих сталей дорівнює 700 °С, що обумовлено межею їх жароміцності [8, 9].

Деталі й вузли парогенераторів, які працюють у контакті з агресивними середовищами, виготовляють з особливих корозійностійких матеріалів – високолегованих і аустенітних хромонікелевих сталей, в тому числі і з присадками кремнію і молібдену, що підвищують їх корозійну стійкість. Для виготовлення устаткування парогенераторних установок АЕС застосовують зазвичай матеріали, швидкість корозії яких не перевищує 0,1–0,5 мм на рік.

Останнім часом широке застосування в парогенераторобудуванні знайшли також перлітні низьколеговані і вуглецеві сталі, які використовуються для виготовлення корпусів парогенераторів двоконтурних АЕС з ВВЕР, а також барабанів-сепараторів одноконтурних АЕС, паропроводів насиченої пари, трубопроводів конденсатно-живильного тракту турбоустановок, теплообмінників і іншого устаткування. Ці сталі менш корозійностійкі ніж нержавіючі, проте їх застосування стало можливим завдяки розробці і точному дотриманню в процесі експлуатації сучасних АЕС відповідних норм водно-хімічного режиму і наявності засобів глибокого очищення водних теплоносіїв і живильної води від продуктів корозії. Верхня температурна межа застосування перлітних низьколегованих сталей дорівнює 500 °С, а перлітних вуглецевих сталей – 350 °С. Ці сталі технологічні, добре освоєні промисловістю і мають меншу вартість в порівнянні з нержавіючими сталями. При застосуванні перлітних сталей в атомній енергетиці був використаний досвід їх широкого застосування в тепловій енергетиці.

Треба відзначити, що для виготовлення устаткування другого контура АЕС з ВВЕР застосовуються майже ті ж матеріали, що і для устаткування електростанцій, які працюють на органічному паливі. Паропроводи від парогенератора до турбіни і трубопроводи конденсатно-живильного тракту від конденсатора до парогенератора виготовляються, як правило, з перлітних сталей. Поверхні теплообміну конденсаторів і регенеративних підігрівачів низького тиску (у тракті основного конденсату) виготовляються з матеріалів з підвищеною корозійною стійкістю: латуні, нержавіючих сталей, мельхіору, нікелевих сплавів і інших, оскільки вони працюють в найбільш корозійно-агресивному середовищі. Поверхні теплообміну регенеративних підігрівачів високого тиску виготовляються з перлітних вуглецевих сталей.

Сплави на основі нікелю і титану зазвичай застосовуються для виготовлення устаткування парогенераторних установок в тих випадках, коли потрібен матеріал, стійкий по відношенню до загальної корозії і корозії під напругою. Наприклад, з нікелевих сплавів виготовляється теплообмінники реакторних установок, які охолоджуються рідким натрієм. Максимальні робочі температури для сплавів титану становлять близько 400 °С, для нікелевих сплавів – 800 °С.

Для виготовлення основного і допоміжного устаткування парогенераторних установок АЕС з ВВЕР використовуються вуглецеві сталі (ст. 20, 15К, 22К), перлітні низьколеговані сталі (12ХМ, 16ГНМ, 10ГН2МФА) та аустенітні нержавіючі сталі (08Х18Н10Т, Х18Н19Т) [10, 11].

Теплообмінні труби і колектори теплоносія реакторної установки ВВЕР-440 виготовлялися з аустенітної нержавіючої сталі 08Х18Н10Т, що містить близько 0,7 % титану у формі карбиду, 17–19 % хрому, 9–11 % нікелю і до 2 % марганцю. В парогенераторах реакторних установок з ВВЕР-1000 цей сплав зберегли в якості матеріалу труб, однак колектори почали виготовляти з тієї ж низьколегованої конструкційної сталі марки 10ГН2МФА, що і корпус парогенератора, з плакіровкою з аустенітної нержавіючої сталі. У цьому, більш дешевому, сплаві для корпусу колектора міститься набагато менше нікелю (1,7–2,7%), хрому (менше 0,3 %) і марганцю (0,6–0,9%) і немає титану, але в водночас міститься молібден (0,4–0,6 %) і приблизно в півтора рази більше вуглецю (до 0,15 %). Саме з колекторами були пов'язані найбільш значущі проблеми, що виникали з парогенераторами реакторних установок з ВВЕР-1000 і були зумовлені

як властивостями матеріалів, так і технологіями виготовлення і монтажу внутрішньокорпусних пристроїв. Одна з них – тріщини в місці з'єднання гарячого колектора з патрубком корпусу ПГ, які були виявлені починаючи з 1998 року на десятках парогенераторів енергоблоків ВВЕР-1000 в Україні та Росії. Дефекти, у ряді випадків, приводили до невеликої течі з другого контуру, усувалися ремонтом, проте іноді виникали повторно в тому ж з'єднанні. Їх утворенню сприяли механічні напруги в процесі роботи ПГ, особливості матеріалу (сталь 10ГН2МФА з обох сторін зварного з'єднання), самої конструкції (накопичення шламу і корозійно активних домішок в районі з'єднання – в так званій «кишені» колектора) та умов експлуатації (виразкова корозія, що посилена скупченням шламу і, в ряді випадків, порушеннями водно-хімічного режиму).

Інша відома проблема, яка була вперше виявлена в 1986 році на Південно-Українській АЕС, полягає у корозійному розтріскуванні в зоні з'єднання випускного колектора з теплообмінними трубами. На відміну від дефектів на гарячому колекторі, ця ситуація була пов'язана з ризиком витоків теплоносія першого контуру. Першопричина полягала в появі залишкових напружень в металі корпусу колектора в зоні закріплення труб, викликаних технологією, що застосовувалася: запресовування труб в отворах колектора вибухом. При цьому корозійні процеси стимулювали утворення тріщин. Протягом близько 10 років подібні дефекти були виявлені на 25 колекторах парогенераторів АЕС України, більша частина була відремонтована, частину довелося замінити. При цьому була змінена технологія: стало застосовуватися гідравлічне закріплення труб. Ці заходи в цілому вирішили проблему.

Таким чином, вибір матеріалів для сучасних парогенераторів АЕС з реакторами ВВЕР заснований на досвіді експлуатації парогенераторів подібного класу протягом тривалого часу, починаючи з моменту пуску першого комерційного реактора, та на основі розвитку нових або удосконалення існуючих матеріалів. У зв'язку з цим, корпус сучасного парогенератора ПГВ-1000 виготовляється із сталі 10ГН2МФА, колектори також із цієї сталі, але їх внутрішня поверхня, включаючи кришки фланцевих з'єднань, плакована наплавкою із хромонікелевої аустенітної сталі 08Х18Н10Т товщиною 8 мм. Поверхня теплообміну такого парогенератора виготовляється з трубок відносно малого діаметра із аустенітної сталі 08Х18Н10Т, а матеріалом пристрою підводу живильної води та парового колектора є сталь 20.

Сепарація пари в парогенераторах здійснюється над дзеркалом випаровування. Гравітаційна (осаджувальна) сепарація доповнюється осушенням пари в жалюзійному сепараторі. Жалюзі – хвилеподібні пластини, які виконані зі сталі 12Х18Н10Т.

Продукти корозії, що утворюються у підігрівачах низького і високого тиску (ПНТ і ПВТ) в конденсатному і живильному трактах, можуть відкладатися на поверхні теплообміну в парогенераторі двоконтурної АЕС (або в реакторі одноконтурної АЕС). При цьому можливе погіршення теплопроводу і зниження теплової економічності та надійності роботи АЕС.

З найбільшою інтенсивністю корозія протікає в діапазоні температур, характерних для тракту основного конденсату. У зв'язку з цим для теплообмінної поверхні ПНТ використовують матеріали, що мають високу корозійну стійкість. До їх числа відносяться латуні і нержавіючі сталі.

Латуні дешеві і мають високу теплопровідність. Проте надходження у воду оксидів міді, що становить основу латуней, неприпустимо для одноконтурної АЕС. Тому ПНТ з поверхнею теплообміну з латуні можуть використовуватися тільки в турбінних установках двоконтурної АЕС.

Нержавіючі аустенітні сталі дорогі і мають низьку теплопровідність, тому їх застосування для ПНТ обмежується турбінними установками одноконтурної АЕС.

Різниця у вартості викликає розходження в оптимальних значеннях температурного напору в ПНТ. Так, для ПНТ з латунною поверхнею теплообміну приймають температурний напір 1,5–3,0 °С, а для аустенітних нержавіючих ПНТ – 3,5–5,0 °С (чим дорожче матеріал ПНТ, тим більшим має бути температурний напір, щоб зменшити потрібну поверхню теплообміну). Проведені в даний час науково-дослідні роботи дозволяють сподіватися на можливість застосування в подальшому для ПНТ мартенситно-феритної сталі 08Х14МФ, що має високу корозійну стійкість, є дешевішою за аустенітну нержавіючу сталь, є більш технологічною і теплопровідною. Для таких ПНТ можливе використання настільки ж малого температурного напору, як і для ПНТ з латунною поверхнею теплообміну.

В діапазоні температур, характерних для живильного тракту, корозія конструкційних матеріалів протікає з істотно меншою інтенсивністю. Тому для ПВТ використовують дешеві вуглецеві сталі, приймаючи для них температурний напір 1,5–3,0 °С.

З'єднання між собою окремих агрегатів АЕС вимагає великої кількості трубопроводів. Найбільш відповідальними є трубопроводи головного циркуляційного контуру, так як цими трубопроводами проходить радіоактивне середовище з найбільшими параметрами та витратами.

На атомних електростанціях в основному застосовують безшовні труби – холоднотягнуті і гарячекатані, для допоміжних трубопроводів – зварні. Марки сталі для труб, по яких транспортують корозійно-неагресивні середовища, залежать від температури середовища. При температурі до 450 °С використовують вуглецеві сталі 10 і 20. В інтервалі температури 450–570 °С – сталі перлітного класу, леговані хромом 0,5–2,0 %, молібденом 0,3–1,0 % і ванадієм 0,2–0,4 %; найбільш поширені сталі 12Х1МФ і 15ХМ1Ф. Такі ж сталі доцільні й для температури нижче 450 °С, якщо діаметр трубопроводу значний і доцільно зменшити товщину стінки. Для АЕС це відноситься до трубопроводу насиченої пари, що йде до турбін [12, 13].

Значного поширення в атомній енергетиці отримали сталі типу 0Х18Н10Т, що мають найбільш високу загальну корозійну стійкість, що важливо для підтримки високої чистоти води реакторного контуру, а також при транспортуванні корозійно-агресивних середовищ, наприклад в системах дезактивації. У сучасних умовах цю сталь також з успіхом замінюють сталлю мартенситно-феритного класу 10Х9МФБ. У порівнянні зі сталлю 12Х1МФ вона має більш високі міцнісні властивості і високопластична. У порівнянні зі сталлю 1Х18Н9Т вона має такі переваги: не містить нікелю, економно легована хромом, не схильна до корозії під напругою, більш теплопровідна, менш дорога. Єдиний її колишній недолік – погана зварюваність – нині подолана.

Решта трубопроводів АЕС виготовляється із сталей перлітного класу, а найменш відповідальні – з простих вуглецевих. Як було зазначено вище, для реакторного контуру раніше широко використовували сталь 1Х18Н10Т. Так, для ВВЕР-440 трубопроводи головного циркуляційного контуру діаметром 550 мм виготовляли зі сталі 1Х18Н10Т, що істотно здорожувало устаткування АЕС. Тому для трубопроводів діаметром 850 мм для ВВЕР-1000 і діаметром 750–900 мм для РБМК-1000 зараз застосовуються штампозварні труби із перлітної сталі з плакуванням зсередини нержавіючою аустенітною сталлю товщиною 5 мм. Головне призначення плакування – захист сталі від ерозії, оскільки при реальній

швидкості води в реакторному контурі перлітна сталь великою мірою схильна до ерозії. При плакуванні зменшується надходження продуктів ерозії та корозії в реакторну воду і можливість їх осадження на твелах.

Узагальнені дані щодо застосування конструкційних матеріалів в парогенераторах АЕС різних типів наведені в табл. 5.1.

Т а б л и ц я 5.1

Конструкційні матеріали в парогенераторах АЕС

Матеріал	Область застосування	Максимальна робоча температура, °C
Вуглецеві сталі (ст.20, 15К, 22К)	Трубопроводи, корпуси, колектори, трубні дошки, окремі вузли	350
Перлітні низьколеговані сталі (12ХМ, 16ГНМ, 12Х1МФ, 10ГН2МФА)	Трубопроводи, корпуси, колектори, труби, окремі вузли	500
Аустенітні нержавіючі сталі (08Х18Н10Т, Х18Н19Т)	Колектори, труби, окремі вузли	700
Титанові сплави	Труби	400
Високонікелеві сплави (інконель, інкалой)	Труби	800

Таким чином, залежно від того, для виготовлення яких конкретно вузлів і деталей парогенераторних установок використовуються конструкційні матеріали, до них ставиться той або інший комплекс вимог.

5.3. Застосування перлітних сталей в якості конструкційних матеріалів для парогенераторних установок АЕС

Як наголошувалося вище, в парогенераторобудуванні перлітні низьколеговані і вуглецеві сталі знаходять широке застосування для виготовлення корпусів парогенераторів АЕС з ВВЕР, барабанів-сепараторів одноконтурних АЕС, паропроводів насиченої пари, теплообмінників, трубопроводів конденсатно-живильного тракту і ряду інших вузлів і еле-

ментів реакторних і парогенераторних установок. Сталі перлітного класу містять 0,08–0,42 % вуглецю (C). Сумарний вміст легуючих елементів в них відносно малий і не перевершує 5–6 %. Необхідно ще раз відзначити, що при застосуванні перлітних сталей в атомній енергетиці був використаний досвід їх широкого застосування в тепловій енергетиці. Склад деяких перлітних сталей, які використовуються для виготовлення устаткування парогенераторних установок АЕС, наведений у табл. 5.2 [9].

Механічні властивості перлітних сталей залежать від їх хімічного складу і режиму термічної обробки. У табл. 5.3 наведено деякі фізичні і механічні властивості декількох марок сталей перлітного класу [9]. Міцність перлітних сталей при температурах вище 300–480 °C характеризується границею тривалої міцності σ_B . З підвищенням температури вона знижується. Наприклад, для сталі 12ХМ границя тривалої міцності при температурі 510 °C дорівнює 130 МПа, тоді як при температурі 20 °C вона дорівнює 450 МПа (при тривалості випробувань 10^5 г).

Таблиця 5.2

Склад деяких перлітних сталей

Марка сталі	Вміст легуючих елементів і домішок, %						
	C	Mn	Si	Ni	Mo	Cr	Інші компоненти
22К	0,18–0,23	0,7–1,0	0,17–0,57	–	–	–	–
16ГНМ	0,13–0,18	0,8–1,1	0,17–0,37	1,6–1,3	0,40–0,55	–	–
Сталь 20	0,17–0,24	0,35–0,65	0,17–0,37	<0,25	–	<0,25	–
12ХМ	0,09–0,16	0,4–0,7	0,15–0,30	<0,3	0,4–0,6	0,4–0,6	–
15Х2НМФА	0,11–0,21	0,3–0,6	0,17–0,37	0,4	0,6–0,8	2,0–3,0	0,25–0,35 V
10ГН2МФА	0,08–0,12	0,8–1,1	0,17–0,37	1,8–2,3	0,4–0,7	≤0,30	0,005–0,035 Al ≤0,015 Ti 0,03–0,07 V ≤0,30 Cu

Таблиця 5.3

Фізичні і механічні властивості перлітних сталей

Марка сталі	Границя міцності при розтягуванні, σ_B , МПа (при 20 °С)	Границя текучості, σ_T , МПа (при 20 °С)	Відносне подовження при розриві δ , % (при 20 °С)	Ударна в'язкість a_H , Дж/см ² (при 20 °С)	Границя текучості σ_T , МПа (при 300 °С)	Коефіцієнт лінійного розширення, 10 ⁻⁶ град ⁻¹ (при 300 °С)	Коефіцієнт теплопровідності, Вт/(м·К) (при 300 °С)
22К	440–960	220–350	20–23	90–150	200–270	12–13	46
16ГНМ	530–680	280–500	17–28	76–190	260–500	12–13	46
Ст. 20	510	320	32	50	210	13	44
12ХМ	450	280	31	190	270	12,7	50
10ГН2МФА	550	350	16	190	300	12,8	52

Під впливом інтенсивного нейтронного опромінення відбуваються зміни теплофізичних властивостей і механічних характеристик перлітних сталей. Щільність сталей, їх теплопровідність змінюються при цьому незначно, проте істотно змінюються їх критична температура крихкості і ударна в'язкість, яка створює небезпеку крихкого руйнування. Явище температурної крихкості полягає в тому, що при зменшенні температури нижче за деяке критичне значення різко знижується ударна в'язкість a_H , і сталь стає крихкою. Крім того, опромінення впливає на границі міцності σ_B і текучості σ_T .

Мале значення флюенсу теплових нейтронів (кількість теплових нейтронів в потоці нейтронів), яке не перевищує 10¹⁷ см⁻², трохи впливає на механічні характеристики перлітних низьколегованих сталей. Проте у міру подальшого збільшення флюенсу відбувається різка зміна механічних характеристик сталей, причому флюенси величиною 10¹⁸–10¹⁹ см⁻²

сильніше впливають на зміну границі текучості сталей, ніж на зміну границі міцності.

Із збільшенням флюенсу теплових нейтронів різниця між границями міцності і текучості зменшується. Це приводить до зменшення здатності перлітних сталей до деформаційного зміцнення. В результаті опромінювання флюенсом нейтронів величиною 10^{20} см⁻² границя текучості сталей збільшується на 100–150 %, а межа міцності – лише на 30–50 %. Пластичність δ при цьому значно зменшується (для сталі 20 – до 4%).

Зміцнення перлітних низьколегованих сталей під дією нейтронного опромінення супроводжується процесом окрихчування, який характеризується підвищенням температури переходу матеріалу з пластичного стану в крихкий стан і зменшенням ударної в'язкості [9].

При вирішенні питання про можливість застосування перлітних низьколегованих сталей як конструкційних матеріалів реакторних і парогенераторних установок з водними теплоносіями, особливо в реакторах киплячого типу, насамперед, необхідно брати до уваги їх корозійну стійкість. Як вже наголошувалося, нижча в порівнянні з нержавіючими сталями корозійна стійкість перлітних сталей може привести до забруднення теплоносія продуктами корозії, а також до руйнування устаткування реакторної установки внаслідок місцевої корозії або окрихчування перлітних сталей в результаті їх насичення воднем.

Корозійні процеси в сталях перлітного класу відбиваються на ефективності, надійності і безпеці роботи устаткування парогенераторних установок АЕС. Унаслідок загальної і місцевої корозії відбувається зменшення товщини виробів з перлітних сталей. Крім того, частина продуктів корозії переходить в теплоносії або в робочу речовину. Відкладення продуктів корозії на теплообмінних поверхнях реакторних і парогенераторних установок знижує їх потужність і погіршує радіаційну обстановку на АЕС. Найбільш радіоактивними є продукти корозії, що утворилися з металів, які піддалися нейтронному опроміненню. Менший внесок до радіоактивності вносять продукти корозії, що утворилися поза активною зоною і що радіоактивуються під час проходження теплоносія через поле нейтронного опромінення. Вважається, що у разі тривалої експлуатації устаткування реакторних і парогенераторних установок, виготовлених з перлітних сталей, близько 50 % всього металу, що зазнав корозії, переходить в теплоносії або в робочу речовину, а близько 50 % залишається на поверхнях сталей у вигляді окисних захисних плівок. Із збільшенням

швидкості руху середовища і концентрації кисню, а також при зниженні рН, частка продуктів корозії, що переходять в теплоносії або в робочу речовину, зростає. Відповідно деаерація і збільшення рН знижують цю частку продуктів корозії. Тому при застосуванні в парогенераторних установках як матеріалів устаткування сталей перлітного класу необхідно ставити підвищені вимоги до якості і хімічного складу теплоносіїв і робочих речовин.

5.4. Застосування нержавіючих сталей в якості конструкційних матеріалів для парогенераторних установок АЕС

Матеріали деяких вузлів реакторних і парогенераторних установок АЕС повинні мати високу корозійну стійкість і підвищені міцнісні характеристики. У цих випадках застосовуються нержавіючі сталі. Висока корозійна стійкість нержавіючих сталей досягається легуванням цих сталей хромом (Cr) [8, 12, 14].

У парогенераторобудуванні часто застосовують хромові нержавіючі сталі, хімічний склад і маркування яких наведено в табл. 5.4. Сталі із вмістом 11–14 % хрому, залежно від необхідних механічних властивостей, містять від 0,08 до 0,24 % вуглецю. Сталі із вмістом 16–19 % хрому містять невеликі домішки титану (Ti) і нікелю (Ni), які необхідні для поліпшення механічних властивостей сталей.

Т а б л и ц я 5 . 4

Хімічний склад деяких нержавіючих сталей

Марка сталі	Масовий вміст, %					
	C	Si	Mg	Cr	Ni	Ti
08X13	0,08	0,6	—	11–13	—	—
20X13	0,16–0,24	0,6	—	12–14	—	—
08X17T	0,08	0,8	—	16–18	—	5 % C
14X17H2	0,11–0,17	0,8	—	16–18	1,5–2,5	—
X18H10T	0,08	0,8	1,2	17–19	9–11	5 % C
304 (США)	0,8	1,0	2	18–20	8–10	—
347 (США)	0,8	1,0	2	17–19	9–13	—

Особливо широко в парогенераторобудуванні застосовують аустенітні хромонікелеві нержавіючі сталі типу марки X18H10T (у класифікації США – марки 304 і 347). Сталі цього класу корозійностійкі по відношенню до води (до температури 360 °С), до газових теплоносіїв (до температури 600 °С) і до водяної перегрітої пари (до температури 650 °С), вони також мають достатньо високі механічні характеристики до температури 600–650 °С. У табл. 5.5 наведено механічні властивості сталі X18H10T при різних температурах [9].

Таблиця 5.5

Механічні властивості сталі X18H10T

Температура, °С	Границя текучості σ_T , МПа	Границя міцності σ_B , МПа	Відносне подовження при розриві δ , %	Відносне звуження перерізу ψ , %	Ударна в'язкість a_n , Дж/см ²
20	270	655	55,0	75,5	2,50
200	205	465	38,0	70,5	3,70
400	180	445	26,5	64,0	3,17
600	160	360	28,5	64,5	3,60
700	180	275	29,5	57,5	3,40

Залежно від складу сталей і їх структури, а також від значення рН та наявності домішок в середовищі застосування аустенітні нержавіючі сталі можуть зазнавати декількох видів корозії: суцільної, місцевої, міжкристалічної і корозії під напругою.

Нейтронне опромінення аустенітних нержавіючих сталей призводить до зміни їх механічних властивостей: зростають межа (границя) текучості і межа (границя) міцності, а відносне подовження і відносне звуження зменшуються, тобто опромінення викликає радіаційне окрихчування. Наприклад, низькотемпературне опромінення (при температурах менше 500 °С) сталі X18H10T при значеннях флюенсу нейтронів до $4 \cdot 10^{22}$ см⁻² викликає підвищення границі міцності до 2,0 ГПа і зниження відносного подовження (пластичності) до 3 %. Із збільшенням температури опромінення вище 500 °С механічні властивості сталі ще більш погіршуються. Таке окрихчування у поєднанні з термічними та іншими напругами, вібрацією і корозійною дією теплоносія може привести до руйнування обо-

лонок твелів і інших елементів конструкцій реакторних і парогенераторних установок. Цю обставину необхідно враховувати при ухваленні рішення про застосування аустенітних нержавіючих сталей для виготовлення устаткування реакторних і парогенераторних установок АЕС.

Аустенітні нержавіючі сталі мають ряд важливих переваг перед іншими матеріалами. Вони мають високі механічні характеристики аж до 700 °С, мають високу жароміцність і жаростійкість до 550-600 °С, хорошу зварюваність, технологічність, мають хорошу корозійну стійкість (щодо загальної корозії) і непогану ерозійну стійкість. Однак недоліком нержавіючих аустенітних сталей є їх дорожнеча і схильність до специфічних видів корозії.

5.5. Застосування високонікелевих сплавів в якості конструкційних матеріалів для парогенераторних установок АЕС

На початку 70-х років в закордонному парогенераторобудуванні здійснювався перехід з аустенітних сталей на висконікелеві сплави типу Інконель 600 МА. Це сплав, який містить в поширеному варіанті понад 72 % нікелю, 14-17 % хрому, 6-10 % заліза, близько 1 % марганцю і ряд інших добавок [12, 15, 16]. Зі збільшенням терміну експлуатації були переглянуті погляди на використання даних сплавів: стали застосовувати вдосконалені сплави Інконель 600 ТТ (термооброблений сплав), Інконель 690 ТТ (в якому підвищений вміст хрому (до 27–31 %) та зменшений вміст нікелю (більше 58 %)) та Інкойл 800, на відміну від вищезгаданих, на основі заліза і легований титаном (близько 40 % заліза, 30–35 % нікелю, 19–23 % хрому, 0,15–0,6 % титану). Дані сплави більш стійкі до міжкристалітного розтріскування. Для ПГ реакторів CANDU використовувалася інший висконікелевий сплав – Монель-400, що містить до 63 % нікелю, 28–34 % міді, до 2,5 % заліза, до 2 % марганцю і менше 1 % кобальту.

Характеристики конструкційних матеріалів, що застосовуються для виготовлення теплообмінних труб ПГ АЕС з PWR і ВВЕР в різних країнах наведені в табл. 5.6. З таблиці випливає, що до кінця 60-х років для виготовлення теплообмінних труб ПГ АЕС з PWR використовувалися нержавіючі сталі і сплав Монель-400. Труби, виготовлені з цих сталей,

задовільно працювали протягом 70000 годин (наприклад, на французькій АЕС «Шуз»). Ці нержавіючі сталі і сплав Монель-400 дуже чутливі до корозійного розтріскування під напругою у багатьох агресивних середовищах, особливо в присутності хлоридів і кисню, а також сполук міді та свинцю. Починаючи з 1967 р, при виготовленні парогенераторів фірмами «Вестінгауз електрик», «Комбачі інжиніринг» і «Бабкок і Вілкокес», широко застосування знайшов сплав Інконель 600 МА. У Німеччині для виготовлення ПГ фірмою «Крафтверк Уніон» був обраний сплав Інколой 800. Хімічний склад матеріалу теплообмінних труб ПГ АЕС з PWR наведено в табл. 5.7.

Таблиця 5.6

Характеристики конструкційних матеріалів (КМ), що застосовуються в різних країнах

№	Марка КМ	Країни, що використовують	Роки використання	Особливості КМ
1	Монель (60Ni-15Cr-9Fe)	Канада	до кінця 1960-х р.	Схильність до корозійного розтріскування (КР) при наявності хлоридів, сполук міді та свинцю
2	Інконель 600 МА (Ni-15Cr-9Fe)	Канада	до кінця 1970-х р.	Схильність до КР при наявності хлоридів, сполук міді та свинцю
3	Термооброблений сплав 660 ТТ	США, Франція, Японія	1980–1988 рр.	Підвищений опір корозійному розтріскуванню
4	Інконель 690 ТТ (Ni-30Cr-10Fe)	Франція	на АЕС з 1988 р.	Підвищений опір корозійному розтріскуванню
5	Інколой 800 (40Fe, 20-30Cr-) Сплав 800 М (35Ni-21,5Cr-44Fe)	Німеччина, Канада	з середини 1980-х р.	Схильність до КР при наявності хлоридів, сполук міді та свинцю
6	Нержавіюча сталь 0X18H10T	СРСР, Росія	з кінця 1970-х р.	Схильність до КР при наявності хлоридів, сполук міді та свинцю

Таблиця 5.7

Хімічний склад матеріалу теплообмінних труб ПГ АЕС з PWR

Сплав	Ni	Cr	Fe	C	Mn	Si
Інконель 600	>72	14–17	6–10	<0,15	<1,0	<0,5
Інконель 690	>58	28–31	7–11	0,05–0,025	<0,5	<0,5
Інколой 800М	32–35	20–23	>39,5	<0,03	0,4–0,1	0,3–0,7
Монель 400	>63,0	–	<2,5	<0,3	<2,0	<0,5

Сплав	Cu	Al	Co	Ti	S
Інконель 600	<0,5	–	–	–	–
Інконель 690	–	<0,5	<0,02	<0,5	<0,01
Інколой 800М	<0,75	0,15–0,45	<0,1	<0,6	–
Монель 400	28–34	–	–	–	<0,024

У табл. 5.8 наведені корозійно-механічні властивості матеріалів теплообмінних труб парогенераторів АЕС з ВВЕР і PWR. Сума показників швидкості піттингової корозії, часу до корозійного розтріскування (КР) в хлорному залізі, схильності до міжкристалітної корозії (МКК), а також знижений вміст вуглецю в сплаві Інконель 690 свідчать про те, що стійкість проти корозійного розтріскування теплообмінних труб з цього матеріалу в умовах експлуатації повинна бути вище, ніж труб зі сплаву Інконель 600. Стійкість в умовах експлуатації сплаву Інколой 800, судячи з його корозійних властивостей та хімічного складу, не вище сплаву Інконель 690.

Історично склалося так, що для теплообмінних труб вітчизняних парогенераторів АЕС з ВВЕР була обрана стандартна нержавіюча сталь 08Х18Н10Т [17, 18]. Як видно з табл. 5.8, вона має посередню стійкість проти корозійного розтріскування і виразкової корозії в середовищах, що містять хлорид. Однак ця сталь стабілізована титаном і характеризується достатньою стійкістю до міжкристалітної корозії, що, в поєднанні з більш м'якими умовами експлуатації вітчизняних горизонтальних парогенераторів, дозволило здійснювати тривалу безаварійну роботу реакторних установок.

Таблиця 5.8

Корозійно-механічні властивості нержавіючої сталі і нікелевих сплавів

Сталь, сплав	$\sigma_{0,2}$, Н/мм ²	$\sigma_{в}$, Н/мм ²	δ , %	Швидкість піттингової корозії, г/м ² ·год	Час до КР в 10 % FeCl ₃ , $\sigma = \sigma_{0,2}$, години	Стійкість проти МКК(+); схильність до МКК (–)
08X18H10T	196	490	40	7,6	20	+
Інконель 600	205	550	35	16,0	15	–
Інконель 690	240	550	45	2,0	70	+ (–)
Інколой 800	230	560	45	3,5	25	+ (–)

Глава 6

ТЕПЛООБМІННІ ПРОЦЕСИ І ГІДРОДИНАМІЧНІ ХАРАКТЕРИСТИКИ ПОТОКІВ У РЕАКТОРАХ І ПАРОГЕНЕРАТОРАХ АЕС

6.1. Загальний опис гідродинамічних характеристик потоків і особливостей процесів теплообміну у парогенераторах АЕС

Ефективність, надійність і безпека роботи реакторних і парогенераторних установок АЕС багато в чому визначаються інтенсивністю й умовами перебігу в парогенераторах конвективних процесів теплообміну і гідродинамічними (газодинамічними) характеристиками потоків теплоносія і робочої речовини [1, 2].

Відомо, що при обтіканні поверхонь теплообміну однофазними потоками (потоками речовини з постійним агрегатним станом середовища) залежно від їх гідродинамічних характеристик існують три можливих режими течії з різними закономірностями процесів конвективного теплообміну: режим ламінарної течії, перехідний режим і режим турбулентної течії. Ламінарна течія утворюється у разі переважання в рухомому однофазному потоці сил в'язкості. В цьому випадку траєкторії руху частинок в потоці майже паралельні одна одній. Якщо в рухомому однофазному потоці переважають інерційні сили, то виникає турбулентна течія, для якої характерне радіальне перемішування шарів або вихровий рух між сусідніми шарами. Співвідношення між силами в'язкості і інерційними силами в рухомому однофазному потоці характеризується такою гідродинамічною (газодинамічною) характеристикою, як число Рейнольдса (Re).

При подовжньому обтіканні поверхонь теплообміну режим ламінарної течії існує при $Re \leq 2300$, перехідний режим виникає при $2300 < Re \leq 10000$, режим турбулентної течії – при $Re > 10000$.

При поперечному обтіканні поверхонь теплообміну режим ламінарної течії утворюється при $Re \leq 1000$, перехідний режим – при $1000 < Re \leq 10000$, режим турбулентної течії виникає при $Re > 10000$.

Інтенсивність конвективного теплообміну найбільш висока при режимі турбулентної течії потоків. Тому парогенератори АЕС проектується з урахуванням забезпечення в них, як правило, турбулентної течії однофазних потоків теплоносія і робочої речовини [1, 3–7].

Необхідно відзначити, що для однофазних потоків в парогенераторах АЕС закономірності процесів теплообміну і їх гідродинамічні характеристики досить добре вивчені, чого не можна сказати про двофазні потоки (потоки речовини з різним агрегатним станом середовища) пароводяної суміші. Складність дослідження і вивчення процесів теплообміну і гідродинамічних (газодинамічних) характеристик двофазних потоків пароводяної суміші в сучасних конструкціях парогенераторів АЕС обумовлена рухом цих потоків по великій кількості паралельних каналів в парогенераторах з безперервною стохастичною зміною витрат, тиску, густини, температур і інших параметрів, а також безперервним перерозподілом фаз середовища по перерізу потоків. Крім того, під час роботи парогенераторів часто виникають нестационарні процеси в окремих трубках або каналах поверхонь теплообміну. Наприклад, в трубках поверхонь теплообміну економайзерних ділянок парогенераторів виникають пульсації температур стінок трубок, викликані пульсаціями витрати живильної води або її температури на вході в парогенератори. У трубках випарних ділянок парогенераторів пульсація витрат живильної води приводить до пульсації меж переходу середовища потоку пароводяної суміші з однієї фази в іншу. Вказані обставини утрудняють вивчення і розрахункові процеси теплообміну і гідродинамічних (газодинамічних) характеристик двофазних потоків пароводяної суміші в парогенераторах АЕС.

На процеси теплообміну і гідродинамічні (газодинамічні) характеристики потоків в парогенераторах АЕС з ВВЕР великий вплив роблять і інші фізико-хімічні процеси, що перебігають в парогенераторах. Це, перш за все, процеси корозії конструкційних матеріалів і переходу продуктів корозії в теплоносії і живильну воду, а також процеси утворення і відкладення на поверхнях теплообміну накипу і віднесення домішок живильної води разом з парою.

Процеси корозії конструкційних матеріалів і переходу продуктів корозії в теплоносії і живильну воду достатньо детально були викладені в п'ятій главі.

Процеси утворення і відкладення на поверхнях теплообміну накипу і віднесення домішок живильної води разом з парою обумовлені певними

чинниками. Живильна вода на вході в економайзерні ділянки поверхонь теплообміну парогенераторів містить деяку кількість мінеральних і газоподібних сполук (домішок) у вигляді розчинів. Під час паротворення у випарних ділянках парогенераторів відбувається випаровування розчинів цих сполук і, при певних значеннях паровмісту і характеристиках пароводяної суміші, починається процес утворення і відкладення частини цих сполук у вигляді накипу на поверхнях теплообміну випарників. Частина домішок живильної води несеться разом з вологою насиченою парою в пароперегрівні ділянки поверхонь теплообміну парогенераторів, де також частково відкладається у виді накипу. Накип разом з парою також потрапляє і в проточні частини циліндрів турбіни, де відкладається на поверхнях напрямних і робочих лопаток, знижуючи тим самим коефіцієнт корисної дії ступенів турбіни. У парогенераторах АЕС з багаторазовою циркуляцією пароводяної суміші існують два різновиди віднесення домішок живильної води разом з вологою парою: перша є віднесенням домішок разом з частинками вологи, а друга – віднесенням домішок, розчинених у парі.

Відкладення продуктів корозії конструкційних матеріалів і накипів домішок живильної води на поверхнях теплообміну парогенераторів АЕС знижують ефективність процесів теплообміну, погіршують гідродинамічні (газодинамічні) характеристики потоків теплоносія і робочої речовини, знижують економічність, надійність і безпеку роботи реакторних і парогенераторних установок. Вплив цих процесів на надійність і безпеку роботи реакторних і парогенераторних установок АЕС пояснюється рядом чинників. Наприклад, у разі перевищення значень температур поверхонь теплообміну парогенераторів над верхніми (допустимими) межами температур застосування їх конструкційних матеріалів погіршуються механічні (міцнісні) властивості цих матеріалів, що може призвести до аварійних ситуацій. Зниження ефективності процесів теплообміну і погіршення гідродинамічних характеристик потоків теплоносія в парогенераторах погіршує процес відведення теплоти від теплоносія першого контура до робочої речовини, внаслідок чого підвищується температура теплоносія на вході в реактор і знижується ефективність його охолодження, що у ряді випадків також може призвести до аварійних ситуацій. До аварійних ситуацій може призвести і виникнення знакозмінної температурної напруги в стінках трубок поверхонь теплообміну в результаті пульсацій витрат теплоносія і робочої речовини, які значно

посилюються при відкладенні продуктів корозії і накипу на поверхнях теплообміну парогенераторів АЕС.

Перераховані особливості перебігу конвективних процесів теплообміну в парогенераторах і гідродинамічні (газодинамічні) характеристики потоків теплоносія і робочої речовини необхідно враховувати при проектуванні і конструюванні реакторних і парогенераторних установок АЕС.

6.2. Основні математичні співвідношення моделей процесів теплообміну між теплоносієм і робочою речовиною у парогенераторах АЕС

Для розрахунку процесів теплообміну в парогенераторах АЕС при русі однофазних потоків теплоносія і робочої речовини застосовують критеріальні рівняння теорії подібності, які описують узагальнені залежності між величинами, що характеризують подібні між собою процеси. Розглянемо основні безрозмірні критерії теорії подібності, які застосовуються для розрахунку процесів теплообміну в парогенераторах, їх характеристики і співвідношення між ними.

• **Критерій Рейнольдса.** Він являє собою міру відношення сил інерції до сил в'язкості в потоках теплоносія або робочої речовини, яка рухається в каналах (трубах). Критерій Рейнольдса визначається виразом

$$\text{Re} = \frac{wd}{\nu} = \frac{wd\rho}{\mu}, \quad (6.1)$$

де w – швидкість потоку теплоносія або робочої речовини, м/с; d – визначальний (характерний) лінійний розмір каналу, що умовно дорівнює еквівалентному гідравлічному діаметру каналу (внутрішньому діаметру трубки), м; ν – кінематична в'язкість теплоносія або робочої речовини, м²/с; μ – динамічна в'язкість теплоносія або робочої речовини, Па·с; ρ – густина теплоносія або робочої речовини, кг/м³.

Якщо зобразити критерій Рейнольдса у вигляді

$$\text{Re} = \frac{\rho w^2}{\mu(w/d)},$$

то він трактується як міра відносної інтенсивності молярного і молекулярного процесів перенесення кількості руху.

• **Критерій Нуссельта.** Він характеризує збільшення інтенсивності теплообміну між потоком теплоносія і поверхнею стінки каналу (трубки) внаслідок конвекції в порівнянні з чистою теплопровідністю в нерухомому середовищі. Критерій Нуссельта визначається виразом

$$Nu = \frac{\alpha \cdot d}{\lambda}, \quad (6.2)$$

де α – коефіцієнт тепловіддачі від теплоносія до стінки каналу (трубки), Вт/(м²·К); λ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу стінки каналу (трубки), Вт/(м·К).

• **Критерій Прандтля.** Його можна розглядати як співвідношення двох характеристик процесів молекулярного перенесення кількості руху і кількості теплоти – кінематичної в'язкості, що характеризує процес перенесення кількості руху в потоці теплоносія, і коефіцієнта температуропровідності матеріалу стінки каналу (трубки), що характеризує процес перенесення кількості теплоти за допомогою теплопровідності. Критерій Прандтля визначається виразом

$$Pr = \frac{\nu}{a} = \frac{\mu \cdot c_p}{\lambda}, \quad (6.3)$$

де a – коефіцієнт температуропровідності матеріалу стінки каналу (трубки), м²·с; c_p – питома ізобарна теплоємність теплоносія, Дж/(кг·К).

Оскільки процес перенесення кількості руху обумовлений різницею швидкостей, а процес перенесення кількості теплоти – різницею температур, то критерій Прандтля характеризує співвідношення між полем швидкості і полем температури.

• **Критерій Пекле.** Він є мірою відносної інтенсивності молярного і молекулярного процесів перенесення кількості теплоти. Його можна також розглядати як міру відношення кількості теплоти, що переноситься потоком теплоносія, до кількості теплоти, що передається за допомогою теплопровідності матеріалу стінки каналу (трубки). Критерій Пекле визначається виразом

$$Pe = \frac{wd}{a} = \frac{wc_p \rho}{\lambda/d} = Re Pr. \quad (6.4)$$

Співвідношення між критеріями подібності для однофазних потоків різних теплоносіїв і робочих речовин, окрім рідких металів, визначається таким узагальненим рівнянням:

$$\text{Nu} = c \cdot \text{Re}^n \text{Pr}^m, \quad (6.5)$$

де c, n, m – постійні безрозмірні величини.

Для рідких металів це співвідношення визначається іншим узагальненим рівнянням:

$$\text{Nu} = A + B(\text{Re} \cdot \text{Pr})^k, \quad (6.6)$$

де A, B, k – постійні безрозмірні величини.

При турбулентному режимі руху потоків теплоносіїв в трубках парогенераторів АЕС, тобто при $\text{Re} > 10000$, коефіцієнт тепловіддачі від теплоносія до внутрішньої поверхні стінок трубок визначається за формулою

$$\alpha = 0,021 \cdot (\lambda / d) \cdot \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,43} C_t C_l. \quad (6.7)$$

У формулі (6.7) коефіцієнт C_t , що враховує зміну теплофізичних властивостей теплоносія по поперечному перерізу потоку, дорівнює

$$C_t = (\text{Pr}_{\text{сер}} / \text{Pr}_{\text{ст}})^{0,25}, \quad (6.8)$$

де $\text{Pr}_{\text{сер}}, \text{Pr}_{\text{ст}}$ – критерії Прандтля, відповідно розраховані за значеннями параметрів теплофізичних властивостей середовища теплоносія при температурі в середині його потоку і при температурі потоку, що дорівнює температурі внутрішньої поверхні стінок трубок. При температурі потоку теплоносія більше 200°C , що характерно для більшості конструкцій сучасних реакторів і парогенераторів АЕС, $C_t \approx 1$.

Коефіцієнт C_l у формулі (6.7) залежить від величини відношення довжини трубок l до їх внутрішнього діаметра d . У більшості конструкцій сучасних парогенераторів $l / d > 50$. У цих випадках $C_l = 1$.

При русі потоку теплоносія усередині трубок парогенератора характерний лінійний діаметр, що входить у формулу (6.7), дорівнює внутрішньому діаметру трубок. При подовжньому русі потоку теплоносія в каналі будь-якої форми він дорівнює еквівалентному гідравлічному діаметру, який визначається як

$$d_0 = 4 \cdot f / \Pi , \quad (6.9)$$

де f – площа поперечного прохідного перерізу каналу, м^2 ; Π – повний (змочуваний) периметр каналу, м .

При турбулентному режимі руху теплоносія в зігнутих трубках коефіцієнт тепловіддачі до стінок трубок $\alpha_{\text{зіг}}$ декілька вищий, ніж коефіцієнт тепловіддачі при русі теплоносія в прямих трубках α . Він визначається за співвідношенням

$$\alpha_{\text{зіг}} = \alpha \cdot \varepsilon_{\text{зіг}} . \quad (6.10)$$

У цьому виразі $\varepsilon_{\text{зіг}}$ являє собою коефіцієнт інтенсифікації процесу тепловіддачі унаслідок руху теплоносія в зігнутих трубках. Він розраховується за формулою

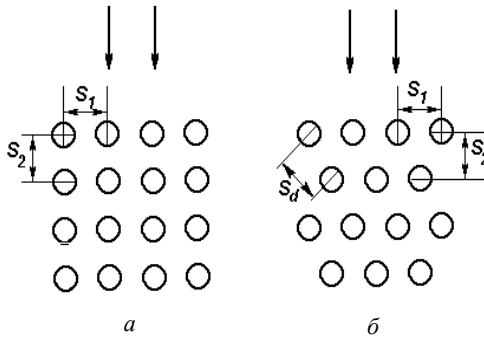
$$\varepsilon_{\text{зіг}} = 1 + 1,8(d / R_{\text{виг}}) , \quad (6.11)$$

де d – внутрішній діаметр трубок, м ; $R_{\text{виг}}$ – радіус вигину трубок, м .

У конструкціях сучасних парогенераторів АЕС, в яких робоча речовина рухається в міжтрубному просторі, поверхні теплообміну являють собою пучки паралельних трубок, які мають коридорне або шахове розташування (рис. 6.1). Відстані між осями трубок s_1 , які розташовані упоперек рухомого потоку робочої речовини, і відстані між осями трубок s_2 , які розташовані уздовж потоку робочої речовини, називаються відповідно поперечним і подовжнім кроками трубного пучка. Для шахового розташування пучка трубок існує ще і діагональний крок s_d . Відношення кроків трубного пучка до зовнішнього діаметра трубок $d_{\text{зовн}}$ називаються відносними кроками.

Для парогенераторів АЕС в межах одного пучка трубок постійність цих геометричних характеристик зберігається.

На підставі даних про зовнішній діаметр трубок пучка, їх поперечний і подовжній кроки, а також даних про кількість рядів трубок, розташованих упоперек руху потоку робочої речовини, z_1 і кількості рядів трубок, розташованих уздовж руху цього потоку, z_2 розраховуються закономірності передачі теплоти робочій речовині.



Р и с . 6 . 1 . Розташування трубок поверхонь теплообміну парогенераторів АЕС:

a – коридорне; *б* – шахове

Для рухомих потоків робочої речовини в міжтрубному просторі, у яких $Re > 1000$, середній коефіцієнт тепловіддачі від поверхні теплообміну у виді одного ряду трубок до потоку робочої речовини визначається по такому рівнянню:

$$\alpha_{тр} = c(\lambda/d_{зovн}) Re^n Pr^{0,33} C_t \cdot \varepsilon_s \cdot \varepsilon'_{\psi} . \quad (6.12)$$

У рівнянні (6.12) коефіцієнти і показник ступеня при Re набувають наступних значень:

- для пучків з коридорним розташуванням трубок

$$c = 0,26, \quad n = 0,65;$$

- для пучків з шаховим розташуванням трубок

$$c = 0,41, \quad n = 0,60;$$

- ε_s – поправковий коефіцієнт, що враховує вплив на коефіцієнт тепловіддачі значень відносних кроків і відношень між кроками трубок:

для пучків з коридорним розташуванням трубок

$$\varepsilon_s = (s_2/d_{зovн})^{-0,15},$$

для пучків з шаховим розташуванням трубок $\varepsilon_s = (s_1/s_2)^{0,17}$ при

$$s_1/s_2 \leq 2 \quad \text{і} \quad \varepsilon_s = 0,12 \quad \text{при} \quad s_1/s_2 > 2 ;$$

• ε'_{ψ} – поправковий коефіцієнт, що враховує вплив на коефіцієнт тепловіддачі кута атаки (входу) ψ потоку робочої речовини на пучок трубок. Він визначається відповідно до табл. 6.1.

Т а б л и ц я 6.1

Значення коефіцієнта ε'_{ψ} для пучків трубок поверхонь теплообміну парогенераторів АЕС при різних кутах атаки потоку робочої речовини

ψ , град	90	80	70	60	50	40	30	20	10
ε'_{ψ}	1	1	0,98	0,94	0,88	0,78	0,67	0,52	0,42

Коефіцієнт C_t у формулі (6.12), що враховує зміну теплофізичних властивостей робочої речовини по поперечному перерізу його потоку, визначається за формулою (6.8). У цій формулі критерії $Pr_{сер}$, $Pr_{ст}$ – критерії Прандтля, відповідно розраховані за значеннями параметрів теплофізичних властивостей середовища робочої речовини при температурі в середині його потоку і при температурі потоку, що дорівнює температурі зовнішньої поверхні стінок трубок.

6.3. Основні математичні співвідношення моделей однофазних потоків в каналах реакторів і парогенераторів АЕС для розрахунку їх гідродинамічних характеристик

Параметри і гідродинамічні (газодинамічні) характеристики однофазних потоків теплоносія і робочої речовини у виді живильної води в каналах реакторів і парогенераторів АЕС визначаються в процесі гідралічного розрахунку. В результаті цього розрахунку визначаються такі характеристики потоків:

- рушійні напори і швидкості циркуляції потоків;
- загальний перепад тиску по тракту потоків;
- втрата напору потоків в різних ділянках тракту;
- місцеві швидкості потоків і місцеві значення інтенсивності теплообміну;

- гідравлічні характеристики технічних пристроїв, що знаходяться в тракті потоків і забезпечують стійкий режим роботи реакторних і парогенераторних установок.

Гідродинамічні (газодинамічні) характеристики однофазних потоків теплоносіїв і робочих речовин реакторів і парогенераторів АЕС дуже різноманітні, оскільки залежать від теплофізичних властивостей і агрегатного стану рухомого середовища, конструкційних і геометричних характеристик каналів потоків і структури потоків.

Необхідно відзначити, що гідродинамічні (газодинамічні) характеристики однофазних потоків в реакторах і парогенераторах, так само, як і характеристики процесів теплообміну, визначають їх надійність і технічну досконалість, а існуюча велика різноманітність конструктивних схем реакторів і парогенераторів створює необхідність розрахунку гідравлічних характеристик потоків для каналів різних форм і з різними режимами обтікання поверхонь теплообміну.

У реакторах і парогенераторах АЕС здійснюється примусова циркуляція однофазних потоків теплоносія і робочої речовини. Однофазний потік зазнає вплив різних сил, з яких найбільш значущими є сили тертя, обумовлені в'язкістю рухомого середовища потоку, які викликають гідравлічний опір руху потоку ΔP_T . Крім того, канали, по яких рухається однофазний потік, мають ділянки з перерізами, що змінюються, повороти, місця, захищені деталями кріплення. У цих ділянках каналів потік зазнає місцевих гідравлічних опорів ΔP_M . Сума опорів сил тертя і місцевих опорів складає загальну величину гідравлічного опору руху потоку за рахунок сил тертя і місцевих гідравлічних опорів:

$$\Delta P_\Gamma = \Delta P_T + \Delta P_M \quad (6.13)$$

Необхідно також мати на увазі, що при підведенні теплоти до однофазного потоку відбувається збільшення об'єму останнього і, як наслідок, деяке збільшення швидкості по довжині каналу.

Прискорення потоку супроводжується збільшенням опору руху потоку на величину $\Delta P_{\text{приск}}$. Для сталого режиму руху однофазного потоку в ділянці каналу постійного перерізу ця величина становить

$$\Delta P_{\text{приск}} = w_2^2 \rho_2 - w_1^2 \rho_1, \quad (6.14)$$

де w_1 , ρ_1 і w_2 , ρ_2 – відповідно швидкості, м/с, і густини, кг/м³, потоку на вході в ділянку каналу і на виході з неї.

Проте при тих змінах швидкостей однофазних потоків теплоносія і робочої речовини, які зазвичай спостерігаються в ділянках каналів поверхонь теплообміну реакторів і парогенераторів, значення $\Delta P_{\text{приск}}$ в порівнянні з $\Delta P_{\text{г}}$ невелике, і ним у ряді практичних розрахунків можна нехтувати.

Крім того, при підйомному характері руху однофазного потоку виникає гідравлічний опір, обумовлений підйомом маси теплоносія або робочої речовини на деяку висоту. Цей опір залежить від густини середовища потоку і різниці висот початку і кінця даної підйомної ділянки. Він називається нівелірним опором $\Delta P_{\text{нів}}$. При опускному характері руху потоку величина $\Delta P_{\text{нів}}$ буде негативною. Нівелірний опір визначається як

$$\pm \Delta P_{\text{нів}} = g \cdot \rho \cdot \Delta h, \quad (6.15)$$

де g – прискорення вільного падіння, м/с²; Δh – висота підйомної (опускної) ділянки, м; ρ – середня густина середовища потоку в ділянці, кг/м³.

Висота підйомної (опускної) ділянки дорівнює

$$\Delta h = l \cdot \sin \gamma,$$

де l – довжина ділянки каналу, м; γ – кут нахилу ділянки каналу, град.

У більшості конструкцій реакторів і парогенераторів ділянки каналів руху однофазних потоків мають порівняно невеликі значення Δh , тому величина $\Delta P_{\text{нів}}$ мала в порівнянні з гідравлічним опором $\Delta P_{\text{г}}$, так само, як і величина $\Delta P_{\text{приск}}$, а отже, в цілому ряду практичних розрахунків ними можна нехтувати.

Тому, не дивлячись на те, що повний (сумарний) опір руху однофазних потоків в каналах визначається як

$$\Delta P_{\text{с}} = \Delta P_{\text{г}} + \Delta P_{\text{приск}} \pm \Delta P_{\text{нів}}, \quad (6.16)$$

враховуючи малі значення величин $\Delta P_{\text{приск}}$ і $\Delta P_{\text{нів}}$ в порівнянні з величиною $\Delta P_{\text{г}}$, можна зробити висновок, що основним опором руху однофазного потоку є гідравлічний опір, який визначається за рівнянням (6.13).

Наведений в рівнянні (6.13) опір сил тертя руху однофазного потоку ΔP_T в каналах з постійною поперечною течією визначається таким рівнянням:

$$\Delta P_T = \xi \frac{l}{d} \cdot \frac{\rho \cdot w^2}{2}, \quad (6.17)$$

де w – середня швидкість потоку в каналі, м/с; l, d – відповідно довжина і діаметр каналу, м; ξ – коефіцієнт тертя при русі однофазного потоку.

Зазвичай коефіцієнт тертя при русі однофазного потоку ξ залежить від швидкості потоку, тобто від режиму його руху, визначуваного числом Re , шорсткості стінок каналу $\delta_{ш}$ і середовища потоку (його теплофізичних властивостей). Проте починаючи з певного (порогового) значення $Re \geq Re_{п}$, коефіцієнт тертя ξ не залежить від швидкості і властивостей середовища потоку, а визначається тільки відносною шорсткістю стінок каналу, що являє собою величину $\delta_{ш}/r$, де r – радіус каналу, по якому рухається потік. Для режимів руху однофазних потоків, що мають значення $Re \geq Re_{п} = 120 d / \delta_{ш}$, які характерні для реакторів і парогенераторів АЕС, коефіцієнт тертя визначається за формулою

$$\xi = \frac{1}{\left(1,74 + 2 \cdot \lg \frac{r}{\delta_{ш}}\right)^2}. \quad (6.18)$$

Значення шорсткості стінок каналів (трубок), виготовлених з різноманітних сталей, різні: для трубок з вуглецевої сталі $\delta_{ш} < 0,1$ мм, для трубок з нержавіючих сталей $\delta_{ш} < 0,05$ мм. Унаслідок корозійних процесів, що перебігають в каналах (трубках), їх шорсткість при експлуатації змінюється. Докладніше поняття шорсткості розглянуто у сьомій главі (підрозділ 7.5).

Наведені в рівнянні (6.13) місцеві гідравлічні опори руху однофазного потоку ΔP_M визначаються за формулою

$$\Delta P_M = \xi_M \frac{\rho \cdot w^2}{2}, \quad (6.19)$$

де ξ_M – коефіцієнт місцевого гідравлічного опору.

Значення коефіцієнтів місцевого гідравлічного опору ξ_m для найбільш типових геометричних форм каналів наведено в табл. 6.2.

Т а б л и ц я 6.2

Значення коефіцієнтів місцевого гідравлічного опору

Тип місцевого опору	ξ_m
Вхід в трубки з колектора ($d > 350$) або барабана	0,5
Вихід з трубок в колектор ($d > 350$) або в барабан	1,0
Вхід в міжтрубний простір або вихід з нього	1,5
Поворот в U-подібних каналах	0,5
Поворот на 180° через перегородку в міжтрубному просторі	1,5
Обгинання перегородок, що підтримують трубки	0,5
Поворот на 90° в міжтрубному просторі	1,0

При раптовій зміні поперечного прохідного перерізу каналу, за умови, що її менший прохідний переріз дорівнює f_m , а його більший прохідний переріз дорівнює f_0 , коефіцієнт місцевого гідравлічного опору визначається за формулою

$$\xi_m = \left(1 - \frac{f_m}{f_0} \right)^2, \quad (6.20)$$

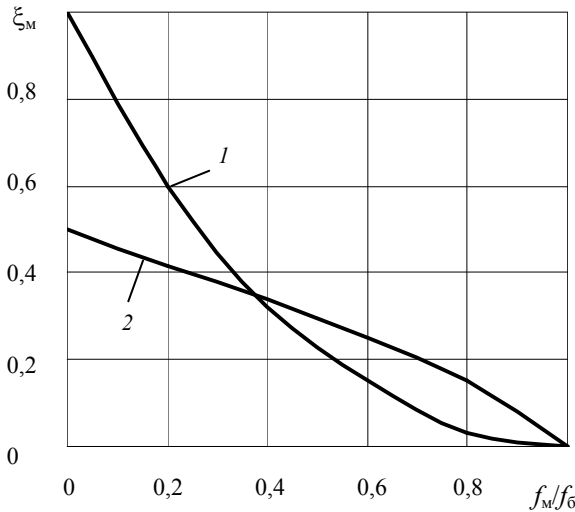
або за графіками, наведеними на рис. 6.2.

При поздовжньому русі однофазного потоку усередині каналів будь-якої геометричної форми гідравлічний опір визначається за формулами (6.13), (6.17)÷(6.19) шляхом підстановки в них значення величини еквівалентного гідравлічного діаметра d_0 , що розраховується за рівнянням (6.9).

При поздовжньому омиванні однофазним потоком трубних пучків парогенераторів АЕС еквівалентний гідравлічний діаметр d_0 визначається за формулою

$$d_0 = \frac{(D_{\text{в.к}}^2 - nd_{\text{зовн}}^2)}{(D_{\text{в.к}}^2 + nd_{\text{зовн}}^2)}, \quad (6.21)$$

де n – кількість трубок в пучку; $D_{\text{в.к}}$, $d_{\text{зовн}}$ – відповідно внутрішній діаметр корпусу парогенератора і зовнішній діаметр трубок, м.



Р и с . 6 . 2 . Залежність зміни коефіцієнта місцевого гідравлічного опору руху однофазного потоку при раптовій зміні поперечного прохідного перерізу каналу:

1 – збільшення перерізу; 2 – зменшення перерізу

При поперечному омиванні однофазним потоком трубних пучків парогенераторів АЕС основу гідравлічного опору потоку складають попереминні звуження і розширення прохідного перерізу, тому опір сил тертя, що становить в цьому випадку незначну частку, окремо не визначається, а відразу розраховується сумарний гідравлічний опір трубного пучка:

$$\Delta P_{\text{г.п}} = \xi_{\text{п}} \frac{\rho \cdot w^2}{2} \cdot \varepsilon_{\text{п}}'', \quad (6.22)$$

де ξ_{π} – коефіцієнт гідравлічного опору трубного пучка при поперечному омиванні, який залежить від конструктивних характеристик пучка і режимів течії потоку; ε''_{ψ} – поправковий коефіцієнт, що враховує вплив на сумарний гідравлічний опір кута атаки (входу) ψ потоку на трубний пучок.

Коефіцієнт гідравлічного опору ξ_{π} у формулі (6.22) для трубних пучків з коридорним розташуванням трубок визначається за формулою

$$\xi_{\pi} = (6 + 9z_2) \text{Re}^{-0,28} \left(\frac{s_1}{d_{\text{зовн}}} \right)^{-0,28}, \quad (6.23)$$

а для пучків з шаховим розташуванням трубок він визначається за такими формулами:

$$\xi_{\pi} = (4 + 6,6z_2) \text{Re}^{-0,28} \quad \text{при} \quad \left(\frac{s_1}{d_3} \right) \leq \left(\frac{s_2}{d_{\text{зовн}}} \right); \quad (6.24)$$

$$\xi_{\pi} = (5,4 + 3,4z_2) \text{Re}^{-0,28} \quad \text{при} \quad \left(\frac{s_1}{d_3} \right) > \left(\frac{s_2}{d_{\text{зовн}}} \right). \quad (6.25)$$

У формулах (6.23)–(6.25) число Re визначається за швидкістю потоку в найвужчому перерізі ряду трубок і за зовнішнім діаметром трубок, а величина z_2 – це кількість трубок в пучку у напрямі руху потоку.

Значення поправкового коефіцієнта ε''_{ψ} у формулі (6.22) при різних кутах атаки однофазного потоку на трубний пучок наведено в табл. 6.3.

Т а б л и ц я 6.3

Значення коефіцієнта ε''_{ψ} при різних кутах атаки потоку на трубний пучок поверхонь теплообміну парогенераторів АЕС

ψ , град	90	80	70	60	50	40	30	10
ε''_{ψ}	1	1	0,95	0,83	0,69	0,53	0,38	0,15

6.4. Основні математичні співвідношення моделей двофазних потоків в каналах реакторів і парогенераторів АЕС для розрахунку їх гідродинамічних характеристик

Двофазні потоки робочої речовини в парогенеруючих каналах реакторів одноконтурних АЕС і парогенераторів дво- і триконтурних АЕС являють собою сумісний рух рідини (живильної води) і пари у вигляді пароводяної суміші. Форми руху двофазних потоків значно різноманітніші, а закони їх руху істотно складніші, ніж потоків однофазних середовищ, і характеризуються вони великою кількістю параметрів. Це обумовлено тим, що при русі потоку пароводяної суміші в парогенеруючих каналах відбуваються масообмінні процеси між рідкою і паровою фазами суміші, при яких змінюються об'єми фаз; межі розділу між фазами суміші змінюються по довжині каналу і часто не мають чітко вираженого характеру. Середні по перерізу швидкості рідкої і парової фаз потоку не рівні між собою, причому відмінність в швидкостях фаз при сталому режимі руху двофазного потоку залежить від масової витрати пароводяної суміші, її тиску, напрямку руху потоку, інтенсивності нагріву і інших чинників. Все це утрудняє експериментальні дослідження і розрахунки параметрів і гідродинамічних (газодинамічних) характеристик двофазних потоків пароводяної суміші робочої речовини в реакторах і парогенераторах АЕС.

Основними співвідношеннями для визначення значень масових витрат пароводяної суміші $D_{\text{сум}}$ в ділянці парогенеруючого каналу, витрат її парової і водяної фаз $D_{\text{п}}$ і $D_{\text{в}}$, масового (витратного) паровмісту x під час надходження до ділянки каналу маси живильної води D_0 є рівняння збереження кількості речовини в потоці і рівняння теплового балансу для ділянки каналу, що розраховується.

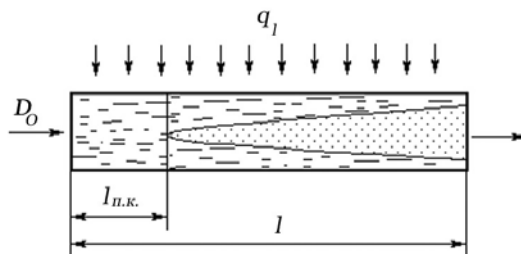
Рівняння збереження кількості речовини в потоці має такий вигляд:

$$D_0 = D_{\text{п}} + D_{\text{в}} = D_{\text{сум}} . \quad (6.26)$$

Рівняння теплового балансу для розраховуваної ділянки парогенеруючого каналу, схематично наведеного на рис. 6.3, можна записати як

$$D_{\text{сум}}(i - i') = q_l(l - l_{\text{п.к}}) , \quad (6.27)$$

де i , i' – відповідно ентальпія пароводяної суміші в перерізі на виході з розраховуваної ділянки каналу і ентальпія живильної води в перерізі початку її кипіння, Дж/кг; l , $l_{п.к}$ – відповідно довжина всієї ділянки каналу і довжина ділянки каналу до перерізу початку кипіння живильної води, м; q_l – середній питомий тепловий потік на ділянці каналу, Вт/м.



Р и с 6 . 3 . Схема парогенеруючого каналу

Ентальпія пароводяної суміші визначається з рівняння (6.27):

$$i = i' + \frac{q_l \cdot (l - l_{п.к})}{D_{сум}}. \quad (6.28)$$

Кількість теплоти $q_{сум}$, перенесена пароводяною сумішшю через розраховуваний переріз парогенеруючого каналу в одиницю часу, становить

$$q_{сум} = D_{сум} \cdot i;$$

кількість теплоти q_v , перенесена водяною фазою суміші через розраховуваний переріз парогенеруючого каналу в одиницю часу, складає

$$q_v = D_v \cdot i';$$

кількість теплоти $q_{п}$, перенесена паровою фазою суміші через розраховуваний переріз парогенеруючого каналу в одиницю часу, становить

$$q_{п} = D_{п} \cdot (i' + r),$$

де r – прихована питома теплота паротворення, Дж/кг.

Співвідношення між ентальпіями двофазного потоку пароводяної суміші і його водяної і парової фаз має такий вигляд:

$$D_{\text{сум}} \cdot i = D_{\text{в}} \cdot i' + D_{\text{п}} \cdot (i' + r). \quad (6.29)$$

Відношення маси парової фази пароводяної суміші до сумарної маси всього двофазного потоку називається масовим (витратним) паровмістом:

$$x = \frac{D_{\text{п}}}{D_{\text{п}} + D_{\text{в}}} = \frac{D_{\text{п}}}{D_0}. \quad (6.30)$$

Розділивши рівняння (6.29) на $D_{\text{сум}} = D_0$ і враховуючи рівняння (6.30), отримаємо співвідношення для розрахунку масового паровмісту в перерізі ділянки паротвірного каналу, що визначається:

$$i = \frac{(D_{\text{п}} + D_{\text{в}}) \cdot i'}{D_0} + \frac{r D_{\text{п}}}{D_0} = i' + rx$$

(6.31)

або

$$x = \frac{i - i'}{r}.$$

Величина x у рівняннях (6.31) є відносною ентальпією двофазного потоку, вираженою через приховану питому теплоту паротворення r , яка характеризує витратний паровміст в перерізі ділянки каналу, що розраховується, після початку кипіння живильної води.

Масові характеристики двофазних потоків (маси фаз, їх співвідношення між собою), а також кількості переносимою потоками і їх фазами теплоти є початковими даними для розрахунків основних параметрів і гідродинамічних (газодинамічних) характеристик двофазних потоків пароводяної суміші в парогенеруючих каналах реакторів і парогенераторів АЕС.

До основних параметрів двофазних потоків пароводяної суміші належать приведені швидкості парової фази w_0'' і водяної фази w_0' , а також швидкість циркуляції пароводяної суміші w_0 . Приведені швидкості – це відношення об'ємної витрати кожної фази до площі повного поперечного прохідного перерізу каналу. Швидкість циркуляції пароводяної суміші – це швидкість, яку мала б в даному перерізі вода, якби вона проходила

через нього з масовою витратою, що дорівнює витраті пароводяної суміші. Ці параметри розраховуються за такими співвідношеннями:

$$w_0'' = D_{\Pi} v'' / f; \quad w_0' = D_B v' / f; \quad w_0 = D_{\text{сум}} v' / f, \quad (6.32)$$

де v'' і v' – відповідно питомі об'єми пари і води при температурі насичення t_s , м³/кг; f – площа поперечного прохідного перерізу парогенеруючого каналу, м².

З рівнянь (6.32) видно, що при постійній витраті живильної води D_0 ($D_0 = D_{\text{сум}}$) і при постійній площі поперечного прохідного перерізу каналу f швидкість циркуляції w_0 є величиною постійною, а приведені швидкості парової і водяної фаз потоку w_0'' та w_0' змінюються залежно від масової витрати фаз.

Масовий паровміст x у рівнянні (6.30) можна визначити, використовуючи співвідношення (6.32):

$$x = \frac{D_{\Pi}}{D_0} = \frac{w_0'' \rho''}{w_0' \rho'} = \frac{w_0'' v'}{w_0' v''}, \quad (6.33)$$

де ρ'' , ρ' – відповідно густина парової і водяної фаз потоку.

З рівняння збереження кількості речовини в потоці (6.26) при незмінній площі поперечного прохідного перерізу каналу $f = \text{const}$ отримуємо співвідношення між приведеними швидкостями фаз і швидкістю циркуляції:

$$w_0 \rho' = w_0' \rho' + w_0'' \rho'' = w_{\text{сум}} \rho_{\text{сум}} = \text{const}, \quad (6.34)$$

або

$$w_0 = w_0' + w_0'' \frac{\rho''}{\rho'}. \quad (6.35)$$

Об'ємні витрати парової фази V_{Π} і водяної фази V_B двофазного потоку визначаються за співвідношеннями:

$$V_{\Pi} = \frac{D_{\Pi}}{\rho''}, \quad V_B = \frac{D_B}{\rho'}. \quad (6.36)$$

Використовуючи співвідношення (6.32), об'ємні витрати фаз можна визначити і через приведені швидкості:

$$V_{\Pi} = w_0'' f; \quad V_{\text{В}} = w_0' f. \quad (6.37)$$

Якщо відомі площі поперечного прохідного перерізу парової і водяної фаз двофазного потоку f_{Π} і $f_{\text{В}}$, можна визначити середні по перерізу дійсні швидкості парової фази w_{Π} і водяної фази $w_{\text{В}}$ за рівняннями:

$$w_{\Pi} = \frac{V_{\Pi}}{f_{\Pi}} = w_0'' \frac{f}{f_{\Pi}} \quad (6.38)$$

$$w_{\text{В}} = \frac{V_{\text{В}}}{f_{\text{В}}} = w_0' \frac{f}{(f - f_{\Pi})},$$

де

$$f = f_{\Pi} + f_{\text{В}}.$$

Середні дійсні швидкості парової і водяної фаз не рівні між собою, причому різниця в цих швидкостях тим більша, чим більша різниця густини між фазами.

Частка площі поперечного прохідного перерізу каналу, зайнята паровою фазою двофазного потоку, становить

$$\varphi = \frac{f_{\Pi}}{f}. \quad (6.39)$$

Величина φ дозволяє також визначити середні дійсні швидкості фаз за формулами:

$$w_{\Pi} = \frac{w_0''}{\varphi}; \quad w_{\text{В}} = \frac{w_0'}{1 - \varphi}. \quad (6.40)$$

Звідси виходить:

$$\varphi = \frac{w_0''}{w_{\Pi}}; \quad \varphi = 1 - \frac{w_0'}{w_{\text{В}}}. \quad (6.41)$$

Маса пароводяної суміші в підйомному парогенеруючому каналі завжди Δl визначається за таким рівнянням:

$$\rho_{\text{сум}} \cdot \Delta l \cdot f = \rho'' \cdot \Delta l \cdot f_{\Pi} + \rho' \cdot \Delta l \cdot f_{\text{В}}, \quad (6.42)$$

де $\rho_{\text{сум}}$ – дійсна густина пароводяної суміші.

Для визначення дійсної густини пароводяної суміші після ряду перетворень формули (6.42) можна отримати рівняння

$$\rho_{\text{сум}} = \rho' - \varphi(\rho' - \rho''). \quad (6.43)$$

Враховуючи вирази (6.41) і (6.43), з рівняння (6.34) отримаємо розрахункову формулу для визначення дійсної швидкості пароводяної суміші:

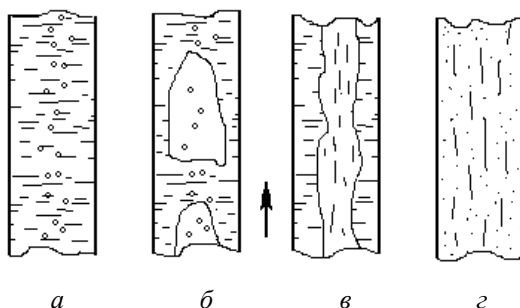
$$w_{\text{сум}} = \frac{w_0 \rho'}{\rho' - \varphi(\rho' - \rho'')} = \frac{w_0}{1 - \varphi \left(1 - \frac{\rho''}{\rho'} \right)}. \quad (6.44)$$

Частка площі поперечного прохідного перерізу парогенеруючого каналу, яка зайнята паровою фазою двофазного потоку робочої речовини φ , однозначно визначає середні значення швидкостей фаз, дійсну швидкість суміші і її густину. Тому часто її ще називають дійсним паровмістом пароводяної суміші (на відміну від масового паровмісту x). Ця величина, перш за все, залежить від швидкостей ковзання фаз, які, у свою чергу, залежать не тільки від параметрів і напрямку руху потоку, але і від розподілу парової і водяної фаз в об'ємі каналу. У цей час найточніше дійсний паровміст φ визначається тільки експериментально.

6.5. Особливості режимів руху і основні математичні співвідношення моделей двофазних потоків у парогенеруючих каналах реакторів і парогенераторів АЕС для розрахунку їх гідравлічних опорів руху

Величина дійсного паровмісту потоку пароводяної суміші φ є середнім значенням для площі поперечного прохідного перерізу каналу. Для визначення точнішого значення φ необхідно мати достовірні дані щодо розподілу парової і водяної фаз по поперечному перерізу каналу і по зміні цього розподілу при переході від одного перерізу до іншого. Експериментальних даних щодо характеристик руху двофазних потоків пароводяної суміші в парогенеруючих каналах реакторів і парогенераторів АЕС вельми мало, хоча встановлено, що режими руху і структури цих двофазних потоків і їх об'ємні витрати залежать, в основному, від тиску

пароводяної суміші і приведених швидкостей парової і водяної фаз суміші, швидкості циркуляції суміші, масового паровмісту, положення каналу і його конфігурації. Також встановлено, що при русі пароводяної суміші в парогенеруючих каналах реакторів і парогенераторів АЕС існують такі режими руху (види структур) потоків: бульбашковий (емульсійний), снарядний, стрижневий (кільце) і дисперсний. Схематичне зображення цих видів структур потоків при русі пароводяної суміші наведено на рис. 6.4.



Р и с . 6 . 4 . Структури двофазних потоків при русі пароводяної суміші в парогенеруючих каналах реакторів і парогенераторів АЕС:

a – бульбашковий; *б* – снарядний; *у* – стрижневий; *з* – дисперсний

Бульбашковий (емульсійний) режим руху двофазного потоку (рис. 6.4, *a*) зазвичай характеризується достатньо малим паровмістом, окремі парові бульбашки малого розміру концентруються в центрі каналу.

У міру збільшення паровмісту в двофазному потоці відбувається злиття окремих бульбашок пари і їх укрупнення, внаслідок чого виникає снарядний режим руху потоку (рис. 6.4, *б*). При подальшому збільшенні паровмісту настає стрижневий (кільце) режим руху двофазного потоку (рис. 6.4, *в*), який характеризується тим, що по центру каналу рухається суцільний паровий потік, відокремлений від стінок каналу водяним кільцем. Товщина водяного кільця визначається паровмістом потоку.

Дисперсний режим руху (рис. 6.4, *з*) характерний для двофазних потоків з дуже великими швидкостями і великим паровмістом. При цьому режимі водяна фаза вже досить рівномірно розподілена в паровій фазі,

і потік в каналі можна зобразити у вигляді туману, що рухається з великою швидкістю. Дисперсний режим руху формується за допомогою відриву водяної плівки від стінок каналу і через дроблення водяної фази на дрібні крапельки з рівномірним розподілом їх по перерізу каналу. Умови відриву водяної плівки від стінок каналу визначаються паровмістом і швидкостями двофазного потоку і його фаз. Найзручніше цей процес характеризувати значенням швидкості парової фази потоку. Відрив водяної плівки від стінок каналу відбувається при певному значенні швидкості парової фази, яке називається критичним. Емпірична розрахункова формула для визначення критичної швидкості парової фази двофазного потоку пароводяної суміші в парогенеруючих каналах реакторів і парогенераторів АЕС, що враховує паровміст потоку, має такий вигляд:

$$w_{\text{п}}^{\text{кр}} = 115 \sqrt{\frac{\sigma}{\rho''} \left(\frac{x}{1-x} \right)^{0,25} \left(\frac{1}{d_e} \right)^{0,25}}, \quad (6.45)$$

де σ – поверхневий натяг середовища двофазного потоку, кг/м; d_e – еквівалентний діаметр каналу, м.

Необхідно відзначити, що снарядний режим руху двофазних потоків в парогенеруючих каналах реакторів і парогенераторів АЕС (рис. 6.4, б) існує, як правило, тільки при тиску менше 3,0 МПа, а при більшому тиску крупних бульбашок пари в двофазному потоці зазвичай не спостерігається.

Для парогенеруючих каналів сучасних парогенераторів АЕС з ВВЕР найбільш характерними є бульбашковий (рис. 6.4, а) і стрижневий (рис. 6.4, в) режими руху двофазних потоків робочої речовини. Причому при середніх значеннях тиску потоку бульбашковий режим може зберігатися до достатньо великих значень паровмістів. Експериментальні дослідження показали, що, наприклад, при тиску двофазного потоку пароводяної суміші близько 10 МПа значення паровмісту, при якому ще може існувати бульбашковий режим, доходить до 80 %.

Для каналів з кутом нахилу більш 30° режими руху двофазних потоків робочої речовини близькі до режимів руху у вертикальних каналах (рис. 6.4), відрізняючись асиметрією в розподілі парової і водяної фаз по поперечному перерізу каналу. У горизонтальних і слабо нахилених каналах (з кутом нахилу менш 30°) ця асиметрія посилюється, і при малих

швидкостях двофазного потоку пароводяної суміші виникає повне розшарування фаз по поперечному перерізу каналу. Такі режими руху пароводяної суміші називаються розшарованими. Можливість переходу до розшарованих режимів течії двофазних потоків визначається значенням дійсної швидкості потоку суміші $w_{\text{сум}}$. Чим більша ця швидкість, тим більша кількість води виринає з об'єму водяної фази в нижній зоні поперечного прохідного перерізу каналу і переноситься в об'єм парової фази у верхню зону поперечного прохідного перерізу каналу. Граничне значення дійсної швидкості потоку суміші, при якому в горизонтальних каналах відсутнє розшарування потоку на фази, розраховується за формулою

$$w_{\text{сум}} = \frac{0,38 \cdot d_{\text{вн}}^{0,5}}{\left(\frac{\sigma}{\rho' - \rho''}\right)^{0,25}} \cdot \left(\frac{\rho'}{\rho''}\right)^{0,5} \cdot \left(\frac{x}{1-x}\right)^{0,75} \cdot \frac{C \cdot \rho'}{1+x \left(1 - \frac{\rho''}{\rho'}\right)}, \quad (6.46)$$

де C – постійний коефіцієнт, залежний від параметрів потоку пароводяної суміші.

Коефіцієнт C приблизно обчислюється за формулою

$$C \approx \frac{1+x}{1+(w_0''/w_0)}. \quad (6.47)$$

Граничні значення дійсної швидкості потоку пароводяної суміші, при яких відсутнє розшарування потоку, зростають у міру збільшення тиску і паровмісту потоку.

При розрахунку гідравлічних опорів руху двофазних потоків пароводяної суміші в парогенеруючих каналах реакторів і парогенераторів АЕС ці потоки розглядаються як гомогенні.

Гідравлічні опори руху двофазних потоків гомогенної пароводяної суміші усередині каналів (трубок) поверхонь теплообміну реакторів і парогенераторів АЕС і гідравлічні опори руху цих потоків при їх поздовжньому омиванні пучків трубок поверхонь теплообміну ΔP_{Γ} розраховуються, виходячи з формул (6.13), (6.17), (6.19), за рівнянням

$$\Delta P_{\Gamma} = \left(\sum \xi_{\text{м}} + \frac{\xi \cdot l}{d} \right) \rho_{\text{сум}}^{\Gamma} \frac{(w_{\text{сум}}^{\Gamma})^2}{2}. \quad (6.48)$$

Дійсна швидкість гомогенного потоку пароводяної суміші, виходячи з формули (6.44), визначається за таким рівнянням:

$$w_{\text{сум}}^{\Gamma} = w_0 + w_0'' \left(1 - \frac{\rho''}{\rho'} \right). \quad (6.49)$$

Використовуючи вираз (6.49) і враховуючи, що $\rho_{\text{сум}}^{\Gamma} w_{\text{сум}}^{\Gamma} = \rho' w_0$, отримаємо

$$\Delta P_{\Gamma} = \left(\sum \xi_{\text{м}} + \frac{\xi \cdot l}{d} \right) \rho' \frac{w_0^2}{2} \left[1 + \frac{w_0''}{w_0} \left(1 - \frac{\rho''}{\rho'} \right) \right] \quad (6.50)$$

або

$$\Delta P_{\Gamma} = \left(\sum \xi_{\text{м}} + \frac{\xi \cdot l}{d} \right) \rho' \frac{w_0^2}{2} \left[1 + x \left(\frac{\rho'}{\rho''} - 1 \right) \right],$$

де w_0'' і x – відповідно середня для даної ділянки каналу приведена швидкість пари і середній масовий паровміст.

Гідравлічний опір руху потоку гомогенної пароводяної суміші усередині парогенеруючих каналів реакторів і парогенераторів АЕС можна також зобразити у вигляді формули

$$\Delta P_{\Gamma} = \Delta P_{\Gamma}^0 \left[1 + x \left(\frac{\rho'}{\rho''} - 1 \right) \right], \quad (6.51)$$

де ΔP_{Γ}^0 – гідравлічний опір руху потоку однофазного середовища з швидкістю w_0 і густиною ρ' .

Вигляд формули (6.51) дозволяє зробити висновок про лінійну залежність між ΔP_{Γ} та ΔP_{Γ}^0 .

Гідравлічний опір руху двофазних потоків пароводяної суміші при поперечному омиванні ними трубних пучків теплообмінної поверхні парогенераторів АЕС $\Delta P_{\Gamma, \Pi}$ розраховується за рівнянням

$$\Delta P_{\Gamma, \Pi} = \Delta P_{\Gamma, \Pi}^0 \cdot \left[1 + x \left(\frac{\rho'}{\rho''} - 1 \right) \right], \quad (6.52)$$

де $\Delta P_{г.п}^o$ – гідравлічний опір руху потоку однофазного середовища при поперечному омиванні ним трубних пучків, який визначається за формулою (6.22) за значеннями швидкості циркуляції води w_0 і густини води ρ' при температурі насичення t_s , а коефіцієнт $\xi_{п}$, що входить в цю формулу, визначається за формулами (6.23)÷(6.25).

6.6. Основні математичні співвідношення моделей двофазних потоків пароводяної суміші в пристроях парогенераторів АЕС для розрахунку їх гідродинамічних характеристик безнапірного руху

У парогенераторах АЕС в пристроях для промивки і в сепараційних пристроях випарників з багаторазовою природною циркуляцією пароводяної суміші перебігають барботажні процеси, які являють собою безнапірний рух (вільний підйом) парової фази в шарі пароводяної суміші, середня швидкість якої дорівнює нулю або близька до нього.

Принципову схему цих барботажних пристроїв, інакше званих барботерами, з барботажем пари в шарі пароводяної суміші наведено на рис. 6.5. У них потік пари надходить під розподільний дірчастий лист, який через отвори рівномірно розподіляє пару по всьому поперечному перерізу барботера. Сенса установки розподільного листа полягає в тому, щоб на шляху руху потоку пари виник елемент із значно більшим гідравлічним опором в порівнянні з вільним каналом руху. Вплив розподільного листа на роботу барботера визначається гідродинамічними характеристиками двофазного потоку над верхньою (вихідною) площиною листа і під нижньою (вхідною)

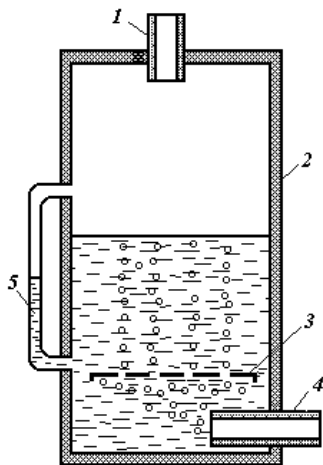


Рис. 6.5. Схема барботажного пристрою:

- 1 – патрубок відведення пари;
- 2 – корпус; 3 – розподільний лист;
- 4 – патрубок підведення пари;
- 5 – водомірне скло

площиною листа. Гідродинамічні характеристики руху потоку пароводяної суміші над верхньою площиною розподільного листа залежать від умов і процесів формування бульбашок пари на виході з отворів листа і відриву бульбашок. Ці умови і процеси визначаються співвідношенням гравітаційних сил, що характеризуються значенням величини прискорення вільного падіння g , і сил поверхневого натягу. На процес формування і відриву бульбашок пари впливає, в основному, швидкість їх витікання з отворів листа w'' , яка залежить від витрати пари, що надходить в барботер, від його тиску, що визначає поверхневий натяг σ , від густини парової фази ρ'' і густини водяної фази ρ' пароводяної суміші.

Умови утворення і руху бульбашок пари (потоку парової фази пароводяної суміші) істотно змінюються із збільшенням витрати пари, причому при достатньо великій витраті пари може наступити так звана криза барботажу, при якій розподільний лист покривається суцільним шаром пари, що відокремлює його від об'єму пароводяної суміші. Такий режим роботи барботера недопустимий, а відповідна до нього критична швидкість витікання бульбашок пари з отворів розподільного листа $w''_{кр}$ визначається за таким емпіричним рівнянням:

$$w''_{кр} = 0,16 \cdot \left[\frac{(\rho'')^2}{g\sigma(\rho' - \rho'')} \right]^{-0,25} \quad (6.53)$$

Унаслідок гідравлічного опору розподільного листа руху потоку пари під нижньою площиною листа формується паровий шар (так звана парова подушка) певної товщини, що підвищує ефективність роботи листа. Для полегшення утворення парової подушки розподільний лист має спеціальні кромки. Схему розподільного листа з паровою подушкою наведено на рис. 6.6.

Умовою виникнення і існування стійкої парової подушки є певний гідростатичний напір на лист $\Delta P_{п}$, що діє на висоті подушки $\delta_{п}$, який розраховується за формулою



Рис. 6.6. Схema розподільного листа з паровою подушкою

$$\Delta P_{\text{л}} = \delta_{\text{п}} \cdot g (\rho' - \rho''). \quad (6.54)$$

Цей гідростатичний напір врівноважується гідравлічним опором листа і поверхневим натягом бульбашки пари у вигляді парової подушки. Розподільний лист матиме парову подушку і буде ефективний за умови дотримання такого співвідношення:

$$\delta_{\text{п}} < \sqrt[3]{(\delta^3 / R_0 \cdot g^3 (\rho' - \rho'')^2) \cdot (1,75 + 0,78 \xi_{\text{отв}})}, \quad (6.55)$$

де R_0 – радіус отворів розподільного листа, м; $\xi_{\text{отв}}$ – коефіцієнт місцевого опору отворів, який залежить від дійсного паровмісту пароводяної суміші на рівні, відповідному до висоти розташування листа $\phi_{\text{л}}$:

$$\xi_{\text{отв}} = 0,5 \text{ при } \phi_{\text{л}} = 0,7;$$

$$\xi_{\text{отв}} = 1,0 \text{ при } \phi_{\text{л}} = 0,5;$$

$$\xi_{\text{отв}} = 2,0 \text{ при } \phi_{\text{л}} = 0,2.$$

З рис. 6.5 і рис. 6.6 видно, що верхня частина барботажного пристрою складається з двох об'ємів, один з яких заповнений двофазним середовищем у вигляді пароводяної суміші, де відбувається процес барботажа, а інший – однофазним середовищем у вигляді пари. Ці об'єми розділяє поверхня, яка називається дзеркалом випаровування.

При постійному підведенні пари в об'єм води в барботері встановлюється певний розподіл пари по поперечних перерізах барботера, який характеризується дійсним паровмістом пароводяної суміші в кожному перерізі $\phi_{\text{бар}} = f_{\text{п}} / f_{\text{бар}}$. Мінімальне значення дійсного паровмісту, яке дорівнює нулю, буде у вихідному поперечному перерізі патрубка підведення пари в об'єм води в барботері (позиція 4 на рис. 6.5), а максимальне значення, яке дорівнює 1, – у вхідному поперечному перерізі паровідвідних труб (позиція 1 на рис. 6.5). Таким чином, дійсний паровміст двофазної пароводяної суміші в барботері знаходиться в діапазоні $0 \leq \phi_{\text{бар}} \leq 1$.

Витрата пари при барботажі, яка характеризується приведеною швидкістю пари w_0'' , називається навантаженням дзеркала випаровування барботера R_s і визначається за рівнянням

$$R_s = 3,6 \cdot 10^3 D_{\text{п}} / f_{\text{бар}} \rho'' . \quad (6.56)$$

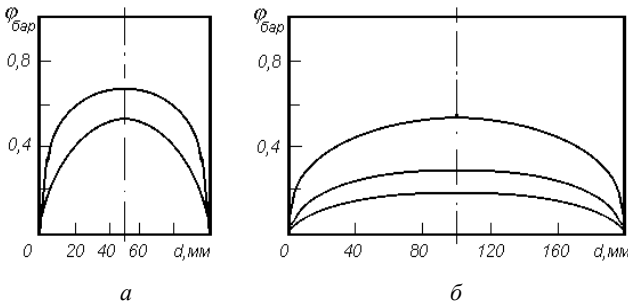
Перехід від об'єму пароводяної суміші до об'єму пари відбувається поступово в межах перехідної зони, що має висоту $h_{\text{п.з}}$, яка залежить від витрати пари і може бути розрахована за формулою

$$h_{\text{п.з}} = 0,15 w_0'' \sqrt{10P} , \quad (6.57)$$

де P – тиск пари, МПа.

Для забезпечення найбільш ефективної роботи барботажних пристроїв висота перехідної зони має бути як можна меншою.

Необхідно відзначити, що характер розподілу дійсного паровмісту пароводяної суміші по діаметрах поперечних перерізів барботера викликає великий інтерес. Експериментально встановлено, що дійсний паровміст пароводяної суміші по діаметрах перерізів розподіляється нерівномірно, причому найбільша його величина знаходиться в центрі перерізу. Зі збільшенням приведеної швидкості пари w_0'' і зменшенням діаметрів барботажних пристроїв нерівномірність розподілу дійсного паровмісту пароводяної суміші по діаметрах перерізів збільшується. На рис. 6.7 наведено характер зміни дійсного паровмісту пароводяної суміші $\phi_{\text{бар}}$ по діаметрах поперечних перерізів барботерів залежно від значень діаметрів їх корпусів і приведеної швидкості пари.



Р и с . 6 . 7 . Характер зміни дійсного паровмісту $\phi_{\text{бар}}$ пароводяної суміші по діаметрах поперечних перерізів барботерів залежно від діаметрів їх корпусів і приведеної швидкості пари:

a – барботер малого діаметра; b – барботер великого діаметра

З рис. 6.7 видно, що в барботажних пристроях великих діаметрів і з відносно малими приведеними швидкостями пари значення дійсного паровмісту пароводяної суміші більш рівномірно розподілені по діаметрах поперечних перерізів барботерів. Залежність між дійсним паровмістом пароводяної суміші $\Phi_{\text{бар}}$ і приведеною швидкістю пари w_0'' при барботажі може бути описана такою емпіричною формулою:

$$\Phi_{\text{бар}} = 0,04 \left(\sqrt[4]{\frac{\rho' - \rho''}{g\sigma}} \right)^{0,68} \cdot \left(\frac{\rho'}{\rho''} \right)^{0,15} \cdot (w_0'')^{0,68}. \quad (6.58)$$

Густина пароводяної суміші при барботажі, тобто при безнапірному русі парової фази в шарі пароводяної суміші, по аналогії з напірним рухом двофазних потоків (6.43), розраховується за формулою

$$\rho_{\text{сум}} = \rho' - \Phi_{\text{бар}}(\rho' - \rho''). \quad (6.59)$$

Витратними характеристиками барботажного процесу є приведена і дійсна швидкості пари. Середня швидкість води в пароводяній суміші в барботері дорівнює нулю, отже, відносна швидкість пари збігається з дійсною швидкістю:

$$w_{\text{п}} = \frac{w_0''}{\Phi_{\text{бар}}}. \quad (6.60)$$

У барботерах великого діаметра один тільки розподільний лист, занурений в об'єм пароводяної суміші, не забезпечує рівномірного розподілу пари по перерізах парових об'ємів барботерів. Тому в них для забезпечення рівномірного використання парових об'ємів встановлюються ще і спеціальні дросельні пристрої у вигляді пароприймальних щитів перед паровідвідними трубами. Гідравлічні опори дросельних пароприймальних щитів мають бути такими, щоб вони могли забезпечувати практично однаковий опір руху потоку пари у всьому паровому об'ємі і щоб вони були значно більшими від опору самого парового об'єму барботера. Гідравлічний опір дросельного пароприймального щита розраховується за формулою

$$\Delta P_{\text{п.щ}} = 0,75(w'')^2 \rho'', \quad (6.61)$$

де w'' – швидкість пари в отворах щита, м/с.

У барботажних пристроях використовуються також водомірні прилади (позиція 5 на рис. 6.5), необхідні для визначення дійсного рівня межі між двофазною пароводяною сумішшю (візуально – об’ємом води) і паром по висоті барботера. Дійсний верхній рівень пароводяної суміші $h_B^Д$ відрізняється від візуальних показань водомірного приладу верхнього рівня об’єму води $h_B^В$. З балансу сил, що діють на площину в перерізі, який проходить через нижній штуцер водомірного приладу, випливає, що

$$h_B^Д \rho_{\text{сум}} g = h_B^В \rho' g + (h_B^Д - h_B^В) \rho'' g . \quad (6.62)$$

Після ряду перетворень отримуємо

$$h_B^Д = \frac{h_B^В}{1 - \varphi_{\text{бар}}} . \quad (6.63)$$

Якщо врахувати, що в барботері існує висота перехідної зони $h_{\text{п.з}}$, то максимальний дійсний верхній рівень об’єму води в барботері становить

$$h_{\text{в max}}^Д = h_B^Д + 0,5 h_{\text{п.з}} , \quad (6.64)$$

де $h_{\text{в max}}^Д$ – відстань від площини перерізу приєднання до барботера нижнього штуцера водомірного приладу до закінчення зони переходу пароводяної суміші в пару.

Глава 7

МЕТОДИКИ ТЕПЛОВИХ І ГІДРАВЛІЧНИХ РОЗРАХУНКІВ ПАРОГЕНЕРАТОРІВ АЕС РІЗНИХ ТИПІВ

7.1. Види розрахунків, завдання і етапи проектування парогенераторів АЕС

У практиці проектування парогенераторів АЕС використовуються два основних види розрахунків, що відрізняються своїми цілями: конструктивний і перевірочний. Конструктивний розрахунок проводиться при проектуванні нової конструкції парогенератора і його метою є визначення розмірів всіх елементів парогенератора. Перевірочний розрахунок виконується з метою визначення теплових і гідравлічних параметрів і характеристик парогенератора вже відомої конструкції, розміри елементів якого задані [1, 2, 3, 4].

В основі проектування парогенераторів для нових типів АЕС лежить їх конструктивний розрахунок. Розрахунки конструкцій парогенераторів мають бути узгоджені з розрахунками і оптимізацією іншого устаткування АЕС, її схемою і параметрами. Кінцеві результати розрахунку повинні містити всі показники, необхідні для виготовлення, монтажу і експлуатації парогенераторів [2, 5, 6, 7].

Завдання на проектування парогенератора складається на основі результатів розрахунків теплової схеми АЕС. Завдання включає такі початкові дані: теплову потужність парогенератора; витрату теплоносія; тиск теплоносія на вході в парогенератор; температуру теплоносія на вході в парогенератор; температуру теплоносія на виході з парогенератора; витрату пари на виході з парогенератора (паропродуктивність); тиск пари на виході з парогенератора; температуру пари на виході з парогенератора; витрату пари на власні потреби; температуру живильної води на вході в парогенератор; витрату води на продування парогенератора.

Метою теплового розрахунку парогенератора є визначення розмірів теплообмінних поверхонь його елементів. Метою гідравлічного розрахунку парогенератора є визначення гідравлічних опорів в трактах теплоносія і робочої речовини та енергетичних витрат, необхідних для забезпечення руху їх потоків. На підставі теплового і гідравлічного розрахунків проводяться розрахунки на міцність, розрахунки водного режиму, розрахунки систем контролю і регулювання та інші. Всі ці види розрахунків тісно зв'язані між собою. При їх виконанні на підставі існуючого досвіду доводиться вибирати багато характеристик, коефіцієнтів, задаватися параметрами, а потім погоджувати результати різних розрахунків. Тому проектування парогенератора вимагає виконання великої кількості варіантних розрахунків.

До кінцевих результатів розрахунків належать такі показники: тип парогенератора за способом організації руху робочої речовини, його тепла потужність, площа теплообмінних поверхонь і їх конструктивні розміри, форми і розміри різних вузлів і деталей, типи і розміри сепараційних і промивальних пристроїв.

Проектування парогенераторів, як і будь-яких інших технічних пристроїв, здійснюється в три етапи. Перший етап – ескізне проектування, другий етап – технічне проектування, третій етап – робоче проектування.

На етапі ескізного проектування для кожної можливої теплової схеми парогенератора проводяться теплові, конструктивні і гідравлічні розрахунки. Цей етап проектування завершується техніко-економічним вибором декількох найбільш доцільних варіантів теплових схем парогенератора. На етапі технічного проектування вибрані варіанти теплових схем парогенератора детально опрацьовуються, і для них детально проводяться всі необхідні види розрахунків. На цьому етапі остаточно вибираються тип парогенератора і оптимальні конструкції всіх його вузлів. Крім того, проводяться перевіірочні розрахунки, в результаті яких визначаються параметри теплоносія і робочої речовини в кожному елементі парогенератора. Вибраний (найбільш досконалий) варіант конструкції парогенератора передається для робочого проектування. Завданням робочого проектування є розробка креслень парогенератора з обґрунтуванням технології його виготовлення і монтажу.

7.2. Основні положення теплового розрахунку парогенераторів АЕС

Тепловий розрахунок парогенераторів АЕС є основним серед інших видів розрахунків, оскільки він дає для них необхідні початкові дані. Тепловий розрахунок проводиться на підставі рівнянь теплового балансу і теплопередачі після вибору теплової схеми парогенератора.

Компоновка парогенератора безпосередньо впливає на його параметри і теплові характеристики, які наочно можуть бути наведені на тепловій схемі. Теплова схема – це схема взаємного розташування елементів парогенератора по ходу теплоносія і робочої речовини, яка містить відомості про зміну параметрів і теплових характеристик парогенератора. З складання теплової схеми і рівнянь теплового балансу для парогенератора в цілому і його окремих елементів починається проектування парогенератора.

Для парогенератора в цілому рівняння теплового балансу записується у вигляді

$$Q_{\text{пг}} = G_{\text{т}} c_p (t'_1 - t''_1) \eta_{\text{пг}} = D_{\text{ек}} (i' - i_{\text{ж. в}}) + D_{\text{вип}} (i'' - i') + D_{\text{пп}} (i_{\text{пп}} - i'') + D_{\text{пр. п}} (i_{\text{пр. п}}^{\text{вих}} - i_{\text{пр. п}}^{\text{вх}}) \quad (7.1)$$

Для послідовно сполучених по ходу теплоносія і робочої речовини окремих елементів парогенератора рівняння теплового балансу мають такий вигляд:

$$\text{для економайзера} - Q_{\text{ек}} = G_{\text{т}} c_p (t'_{1\text{ек}} - t''_{1\text{ек}}) \eta_{\text{ек}} = D_{\text{ек}} (i' - i_{\text{ж. в}}); \quad (7.2)$$

$$\text{для випарника} - Q_{\text{вип}} = G_{\text{т}} c_p (t'_{1\text{вип}} - t''_{1\text{вип}}) \eta_{\text{вип}} = D_{\text{вип}} (i'' - i'); \quad (7.3)$$

для випарника, суміщеного з економайзером, –

$$Q_{\text{вип}}^{\text{сум}} = G_{\text{т}} c_p (t'_{1\text{вип}} - t''_{1\text{вип}}) \eta_{\text{вип}} = D_{\text{вип}} [(i'' - i_{\text{ж. в}}) + r] + D_{\text{пр}} (i' - i_{\text{ж. в}}); \quad (7.4)$$

для основного пароперегрівника –

$$Q_{\text{пп}} = G_{\text{т}} c_p (t'_{1\text{пп}} - t''_{1\text{пп}}) \eta_{\text{пп}} = D_{\text{пп}} (i_{\text{пп}} - i''); \quad (7.5)$$

для проміжного пароперегрівника –

$$Q_{\text{пр. п}} = G_{\text{т}} c_p (t'_{\text{лпр. п}} - t''_{\text{лпр. п}}) \eta_{\text{пр. п}} = D_{\text{пр. п}} (i_{\text{пр. п}}^{\text{вих}} - i_{\text{пр. п}}^{\text{вх}}). \quad (7.6)$$

У рівняннях (7.1)–(7.6) прийняті такі позначення: $Q_{\text{пг}}$ – кількість теплоти, переданої від теплоносія робочій речовині в парогенераторі (тепло-ва потужність парогенератора), Вт; $G_{\text{т}}$ – витрата теплоносія, кг/с; c_p – питома ізобарна теплоємність теплоносія, Дж/(кг·К); t'_1, t''_1 – відповідно температури теплоносія на вході в парогенератор і на виході з нього, °С; $\eta_{\text{пг}}$ – ККД парогенератора; $D_{\text{ек}}, D_{\text{вип}}, D_{\text{пп}}, D_{\text{пр. п}}$ – відповідно витрати робочої речовини через економайзер, випарник, основний пароперегрівник, проміжний пароперегрівник, кг/с; $D_{\text{пр}}$ – витрата пари на продування парогенератора, кг/с; $i_{\text{ж.в.}}, i', i'', i_{\text{пп}}, i_{\text{пр. п}}^{\text{вих}}, i_{\text{пр. п}}^{\text{вх}}$ – відповідно ентальпії робочої речовини (живильної води, пароводяної суміші, насиченої або перегрітої пари) на вході в парогенератор, на виході з економайзера, на виході з випарника, на виході з основного пароперегрівника, на виході з проміжного пароперегрівника, на вході в проміжний пароперегрівник, Дж/кг; $Q_{\text{ек}}, Q_{\text{вип}}, Q_{\text{вип}}^{\text{сум}}, Q_{\text{пп}}, Q_{\text{пр. п}}$ – відповідно кількості теплоти, передані від теплоносія робочій речовині в економайзері, випарнику, випарнику, суміщеному з економайзером, основному пароперегрівнику, проміжному пароперегрівнику, Вт; $t'_{\text{ек}}, t''_{\text{ек}}, t'_{\text{вип}}, t''_{\text{вип}}, t'_{\text{пп}}, t''_{\text{пп}}, t'_{\text{пр. п}}, t''_{\text{пр. п}}$ – відповідно температури теплоносія на вході в економайзер, на виході з економайзера, на вході у випарник, на виході з випарника, на вході в основний пароперегрівник, на виході з основного пароперегрівника, на вході в проміжний пароперегрівник, на виході з проміжного пароперегрівника, °С; $\eta_{\text{ек}}, \eta_{\text{вип}}, \eta_{\text{пп}}, \eta_{\text{пр. п}}$ – відповідно ККД економайзера, випарника, основного пароперегрівника, проміжного пароперегрівника, обумовлені втратами теплоти в навколишнє середовище (їх значення знаходяться в діапазоні 0,97÷0,99); r – питома прихована теплота паротворення, Дж/кг.

З рівнянь теплового балансу окрім кількості переданої від теплоносія робочій речовині теплоти в кожному елементі парогенератора визнача-

ються витрата теплоносія і значення його температур на вході в кожен елемент і на виході з нього.

Для розв'язання рівнянь теплового балансу необхідно мати рівняння матеріального балансу, вид яких залежить від теплової схеми парогенератора.

Для теплоносія таким рівнянням є рівність, у якій витрати теплоносія через реактор G_p дорівнюють сумі його витрат через парогенератори по паралельних гілках контура:

$$G_p = \sum G_T. \quad (7.7)$$

Рівняння матеріального балансу для робочої речовини в прямотечійному парогенераторі визначається виходячи з того, що витрата робочої речовини у всіх елементах цього парогенератора однакова і дорівнює його паропродуктивності:

$$D = D_{ек} = D_{вип} = D_{пп} = \text{const}. \quad (7.8)$$

Для робочої речовини парогенератора з багаторазовою циркуляцією пароводяної суміші рівняння матеріального балансу мають такий вигляд:

$$D_{ек} = D_{пп} + D_{пр} + D_{в. п}; \quad D_{вип} = D_{пп} + D_{в. п}, \quad (7.9)$$

де $D_{в. п}$ – витрата насиченої пари на власні потреби, кг/с.

Витрата пари на продування парогенератора $D_{пр}$ визначається на основі розрахунків водного режиму парогенератора і складає зазвичай 0,5÷1,0 % від паропродуктивності парогенератора, тобто $D_{пр} = (0,005 \div 0,01) D$.

Відповідно до вибраної теплової схеми парогенератора на основі розв'язків рівнянь (7.1)÷(7.9) створюється t - Q -діаграма, принциповий вид якої показаний на рис. 4.2.

При створенні t - Q -діаграми слід звертати особливу увагу на вибір величини недогріву (температурного напору) Δt на виході теплоносія з випарника. З одного боку, зменшення Δt приводить до збільшення поверхонь теплообміну економайзера і випарника, що може бути економічно не виправдане, а з іншого боку, збільшення Δt при заданих температурах теплоносія приводить до необхідності зниження тиску і температури насичення t_s у випарнику, що негативно позначається на ККД паротур-

бінного циклу АЕС. На практиці температурний напір Δt на виході теплоносія з випарника зазвичай є відомою з досвіду проектування величиною для заданих температур теплоносія і робочої речовини. Оптимальне значення цього температурного напору лежить в діапазоні $10\div 25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Характер t - Q -діаграми зміниться, якщо в схемі парогенератора будуть відсутні які-небудь елементи або, навпаки, будуть додані.

Кількість переданої в тому або іншому елементі парогенератора теплоти Q , визначувана з рівнянь теплового балансу (7.2)÷(7.6), пов'язана з площею теплообмінної поверхні цього елемента таким рівнянням теплопередачі:

$$Q = k \cdot H \cdot \Delta t_{\text{сер}}, \quad (7.10)$$

де k – середній для теплообмінної поверхні елемента парогенератора коефіцієнт теплопередачі, $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$, $\Delta t_{\text{сер}}$ – середній логарифмічний температурний напір в елементі парогенератора, $^{\circ}\text{C}$.

Середній логарифмічний температурний напір $\Delta t_{\text{сер}}$ залежить не тільки від значень температур теплоносія і робочої речовини на вході в елемент парогенератора і на виході з нього, але і від взаємного напрямку їх руху.

Для протічній або проточній схем взаємного напрямку руху теплоносія і робочої речовини середній логарифмічний температурний напір розраховується за формулою

$$\Delta t_{\text{сер}} = \frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{2,3 \lg (\Delta t_{\text{б}} / \Delta t_{\text{м}})} = \frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{\ln (\Delta t_{\text{б}} / \Delta t_{\text{м}})}, \quad (7.11)$$

де $\Delta t_{\text{б}}$, $\Delta t_{\text{м}}$ – відповідно більша і менша різниця температур теплоносія і робочої речовини на вході в елемент парогенератора і на виході з нього, $^{\circ}\text{C}$.

Якщо $\Delta t_{\text{б}} / \Delta t_{\text{м}} \leq 1,7$, то як $\Delta t_{\text{сер}}$ може застосовуватися значення середнього арифметичного температурного напору:

$$\Delta t_{\text{сер}} = \frac{\Delta t_{\text{б}} - \Delta t_{\text{м}}}{2}. \quad (7.12)$$

При складніших схемах омивання теплоносієм і робочою речовиною поверхонь теплообміну елементів парогенератора (наприклад, при так

званій схемі перехресної течії) середній температурний напір визначається за співвідношенням

$$\Delta t_{\text{прот}} = \psi \cdot \Delta t_{\text{прот}}, \quad (7.13)$$

де $\Delta t_{\text{прот}}$ – середній логарифмічний (або середній арифметичний) температурний напір при протитечійній схемі руху теплоносія і робочої речовини, °С; ψ – поправковий коефіцієнт, що характеризує ступінь наближення даної схеми омивання поверхні теплообміну до протитечійної і що визначається по спеціальних графіках.

Середній коефіцієнт теплопередачі k для поверхонь теплообміну елементів парогенератора, що складаються з гладких трубок, визначається за формулою

$$k = \left[\frac{1}{\alpha_1} \frac{d}{d_1} + \frac{d}{2\lambda_{\text{ст}}} 2,3 \lg \frac{d_{\text{зовн}}}{d_{\text{вн}}} + \frac{1}{\alpha_2} \frac{d}{d_2} \right]^{-1}, \quad (7.14)$$

де α_1, α_2 – відповідно коефіцієнти тепловіддачі від теплоносія до стінок трубок поверхні теплообміну і від стінок трубок поверхні теплообміну до робочої речовини, Вт/(м²·К); d_1, d_2 – відповідно діаметри трубок поверхні теплообміну з боку теплоносія і робочої речовини, м; $d_{\text{зовн}}, d_{\text{вн}}$ – відповідно зовнішній і внутрішній діаметри трубок поверхні теплообміну, м; $\lambda_{\text{ст}}$ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу стінок трубок поверхні теплообміну, Вт/(м·К); d – характерний лінійний діаметр трубок, по якому визначається площа поверхні теплообміну, м.

Численні дослідження в області розрахунків теплообмінних апаратів показали, що за умови, коли $d_{\text{зовн}} / d_{\text{вн}} < 2$ (а ця умова відповідає практично всім конструкціям теплообмінних поверхонь елементів парогенераторів з різними теплоносіями), коефіцієнт теплопередачі з точністю до 4 % може бути розрахований по простішій в порівнянні з формулою (7.14) формулі, що описує процес теплообміну через плоску стінку:

$$k = \left[\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} + \frac{1}{\alpha_2} \right]^{-1}, \quad (7.15)$$

де $\delta_{\text{ок}} = 0,5 (d_{\text{зовн}} - d_{\text{вн}})$ – товщина стінки.

У процесі експлуатації парогенераторів на поверхнях теплообміну можлива поява шарів окисних плівок і відкладень завтовшки відповідно $\delta_{\text{ок}}$ і $\delta_{\text{відкл}}$, термічні опори яких $R_{\text{ок}}$ і $R_{\text{відкл}}$ повинні враховуватися при розрахунку середнього коефіцієнта теплопередачі k . Для цього термічні опори $R_{\text{ок}} = \delta_{\text{ок}} / \lambda_{\text{ок}}$, де $\lambda_{\text{ок}}$ – коефіцієнт теплопровідності шару окисної плівки, і $R_{\text{відкл}} = \delta_{\text{відкл}} / \lambda_{\text{відкл}}$, де $\lambda_{\text{відкл}}$ – коефіцієнт теплопровідності шару відкладень, мають бути додані до термічного опору стінок трубок:

$$R_{\text{ст}} = \left(\frac{d}{2\lambda_{\text{ст}}} 2,31 \lg \frac{d_{\text{зовн}}}{d_{\text{вн}}} \right) - \text{у формулі (7.14) або } R_{\text{ст}} = \frac{\delta_{\text{ст}}}{\lambda_{\text{ст}}} - \text{у формулі}$$

(7.15). Термічний опір шарів окисної плівки $R_{\text{ок}}$, що утворюються на поверхнях трубок з вуглецевих сталей, які знаходяться у контакті з водою або водяною парою, зазвичай складає $(5,0 \div 12,0) \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$, а термічний опір шарів окисної плівки на поверхнях трубок з нержавіючих сталей – $(0,5 \div 1,0) \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$. Шари відкладень (через наявність домішок у воді), що утворюються на поверхнях трубок, також мають достатньо великий термічний опір $(1,0 \div 2,0) \cdot 10^{-5} \text{ м}^2 \cdot \text{К/Вт}$ і істотно змінюють температуру поверхонь трубок парогенераторів. Коефіцієнт теплопровідності відкладень, що часто зустрічаються і складаються із сполук кальцію і магнію, $\lambda_{\text{відкл}}$ дорівнює близько $0,5 \text{ Вт/(м} \cdot \text{К)}$.

З рівняння (7.10), за отриманими з рівнянь (7.2)÷(7.6) значеннями кількості теплоти, переданої від теплоносія робочій речовині в окремих елементах парогенератора, $Q_{\text{ек}}$, $Q_{\text{вип}}$, $Q_{\text{вип}}^{\text{сум}}$, $Q_{\text{пп}}$, $Q_{\text{пр.п}}$ і за отриманими для цих елементів парогенератора з рівнянь (7.11)÷(7.15) значеннями k і $\Delta t_{\text{сер}}$ визначаються розрахункові значення площ поверхонь теплообміну окремих елементів парогенератора $H_{\text{ек}}$, $H_{\text{вип}}$, $H_{\text{вип}}^{\text{сум}}$, $H_{\text{пп}}$, $H_{\text{пр.п}}$. У подальшому процесі проектування розрахункові значення площ поверхонь теплообміну елементів парогенератора збільшуються на $5 \div 15 \%$, тобто вводяться коефіцієнти запасу, що дорівнюють $1,05 \div 1,15$. Це викликано недостатньою точністю формул, використовуваних в тепловому розрахунку, а також рядом чинників, що не враховуються. Слід мати на увазі, що збільшення значень площ поверхонь теплообміну елементів парогенератора в порівнянні з їх розрахунковими значеннями приводить до перерозподілу температур теплоносія і робочої речовини в цих елементах, тому для їх уточнення має бути проведений перевірочний розрахунок.

7.3. Основні положення конструктивного розрахунку парогенераторів АЕС

Конструктивний розрахунок парогенераторів АЕС починається з вибору основних характеристик поверхонь теплообміну окремих елементів парогенераторів, необхідних для визначення коефіцієнтів тепловіддачі α_1 і α_2 і середнього коефіцієнта теплопередачі k . Для цього на основі попереднього досвіду проектування вибираються форми поверхонь теплообміну елементів парогенераторів, схеми омивання поверхонь теплоносієм і робочою речовиною, діаметри і матеріал трубок.

Для середовища (теплоносія або робочої речовини), яке рухається усередині трубок поверхні теплообміну, знаючи її витрату і густину, і задаючись швидкістю, з рівняння збереження кількості речовини в потоці визначається сумарна площа поперечного прохідного перерізу трубок $f_{\text{вн}}$:

$$f_{\text{вн}} = \frac{G_{\text{вн}}}{\rho_{\text{вн}} w_{\text{вн}}}, \quad (7.16)$$

де $G_{\text{вн}}$ – масова витрата середовища, що рухається усередині трубок, кг/с; $\rho_{\text{вн}}$ – густина середовища, що рухається усередині трубок, кг/м³; $w_{\text{вн}}$ – швидкість руху середовища в трубках, м/с.

Кількість трубок визначається за рівнянням

$$n_{\text{тр}} = \frac{4 f_{\text{вн}}}{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}. \quad (7.17)$$

Після визначення сумарної площі поперечного прохідного перерізу трубок, їх кількості і вибору геометричних характеристик міжтрубного простору (розташування і кроків трубного пучка) обчислюється швидкість середовища, що рухається в міжтрубному просторі $w_{\text{мп}}$:

$$w_{\text{мп}} = \frac{G_{\text{мп}}}{\rho_{\text{мп}} \cdot f_{\text{мп}}}, \quad (7.18)$$

де $G_{\text{мп}}$ – масова витрата середовища, що рухається в міжтрубному просторі, кг/с; $\rho_{\text{мп}}$ – густина середовища, що рухається в міжтрубному просторі, кг/м³.

торі, кг/м^3 ; $f_{\text{мп}}$ – площа поперечного прохідного перерізу міжтрубного простору, м^2 .

Якщо швидкість середовища, що рухається в міжтрубному просторі, з тих або інших причин виявляється неприйнятною (наприклад, з погляду надійності), то вона коректується шляхом зміни діаметрів і компоновки труб в трубних пучках.

Оптимальні швидкості руху робочої речовини в окремих елементах парогенераторів знаходяться в таких діапазонах: у економайзерах – $0,5 \div 4,5$ м/с; у випарниках з природною циркуляцією – $0,1 \div 2$ м/с; у випарниках з примусовою циркуляцією – $0,5 \div 5$ м/с; у пароперегрівниках з низьким тиском – $30 \div 50$ м/с; у пароперегрівниках з середнім тиском – $20 \div 30$ м/с; у пароперегрівниках з високим тиском – $10 \div 20$ м/с.

Після визначення в результаті теплового розрахунку площі поверхні теплообміну елемента парогенератора H , виходячи з рівняння

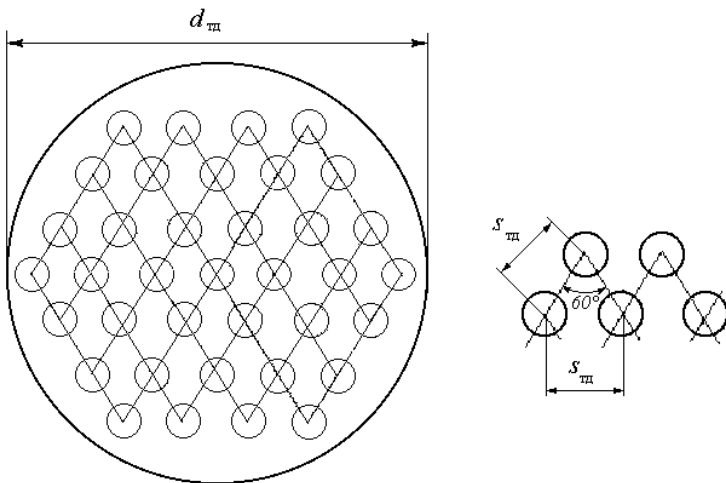
$$H = \pi \cdot l \cdot d \cdot n_{\text{тр}}, \quad (7.19)$$

розраховується довжина однієї трубки поверхні теплообміну l . У формулі (7.19) d – умовний розрахунковий діаметр трубки, що входить в рівняння (7.14).

Товщина стінок труб поверхні теплообміну елемента парогенератора розраховується так, щоб забезпечити їх міцність при максимальній робочій температурі з урахуванням можливої корозії і технології виготовлення. Для цього використовується теорія розрахунку товщини стінок циліндрових посудин, що зазнають внутрішнього тиску. Після цього визначається зовнішній діаметр труб $d_{\text{зовн}}$ поверхні теплообміну елемента парогенератора.

Геометричні характеристики компоновок труб поверхонь теплообміну і способи розміщення труб в трубних дошках або в колекторах елементів парогенератора впливають на ефективність теплообміну і на міцність конструкції парогенератора.

Найраціональніше розміщувати трубки в трубних дошках по сторонах правильних шестикутників, що дає в розрізі рівносторонній шаховий трубний пучок. На рис. 7.1. наведено схематичне зображення розміщення труб в трубних дошках по сторонах правильних шестикутників.



Р и с . 7 . 1 . Розміщення трубок в трубних дошках по сторонах правильних шестикутників

Кількість трубок $n_{тр}$, яку при цій схемі можна розмістити в трубній дошці, що має діаметр $d_{тд}$, визначається за співвідношенням

$$n_{тр} = \theta \cdot n_0, \quad (7.20)$$

де n_0 – кількість трубок, які можна розмістити на площі, обмеженій вписаним в коло трубної дошки шестикутником; θ – коефіцієнт, що враховує кількість трубок, які можна розмістити в сегментах, утворених габаритним колом трубної дошки і сторонами шестикутника: при $n_0 = 7 \div 127$ $\theta = 1$; при $n_0 > 127$ $\theta = 1,11 \div 1,16$.

Між кількістю трубок n_0 і кількістю трубок n_d , розміщених по великій діагоналі шестикутника, існує залежність

$$n_d = \sqrt{\frac{4}{3}(n_0 - 1)} + 1. \quad (7.21)$$

Забезпечення міцності трубної дошки і кріплення трубок досягається вибором кроків розміщення трубок в трубній дошці $s_{тд}$ (рис. 7.1) і спосо-

бом їх кріплення. Досвід проектування і експлуатації парогенераторів показує, що необхідним умовам міцності відповідає мінімальне значення кроку, що знаходиться в діапазоні $(1,3 \div 1,5) d_{зовн}$.

Внутрішні діаметри корпусів елементів парогенераторів з трубними дошками вибираються виходячи з діаметрів трубних дошок. Довжини (висоти) корпусів визначаються довжинами поверхонь теплообміну, радіусами кривизни днищ і розмірами камер. Рівномірність і повнота омивання поверхонь теплообміну забезпечується за умови відсутності різких поворотів потоків середовищ, що омивають трубні пучки, місць різкої зміни їх прохідного перерізу і застійних зон.

7.4. Основні положення гідравлічного розрахунку парогенераторів АЕС

Метою гідравлічного розрахунку парогенераторів АЕС є визначення гідравлічних опорів руху потоків теплоносія і робочої речовини в контурах парогенераторів і їх гідродинамічних (газодинамічних) характеристик, а також визначення потужностей приводів насосів, що забезпечують циркуляції цих потоків. Для виконання цього виду розрахунку необхідно знати геометричні розміри окремих елементів парогенераторів, швидкості потоків і особливості їх руху у трактах.

Основні положення гідравлічного розрахунку для визначення гідравлічних опорів і гідродинамічних (газодинамічних) характеристик для однофазних і двофазних потоків теплоносія і робочої речовини досить детально описані в шостій главі.

Потужності приводів головних циркуляційних насосів, що забезпечують рух потоку теплоносія в першому контурі, і приводів живильних насосів, що забезпечують рух потоку робочої речовини в пароводяному контурі, в загальному вигляді визначаються за формулою

$$N = \frac{V \cdot \Delta P_r}{\eta} = \frac{G \cdot \Delta P_r}{\rho \eta}, \quad (7.22)$$

де V – об'ємна витрата потоку теплоносія або робочої речовини, $\text{м}^3/\text{с}$;
 G – масова витрата потоку теплоносія або робочої речовини, $\text{кг}/\text{с}$; ΔP_r – за-

гальна величина гідравлічного опору контура, Па; ρ – густина середовища потоку теплоносія або робочої речовини, кг/м^3 ; η – ККД насоса.

Величини V , G , ρ відомі після завершення теплового і конструктивного розрахунків парогенератора. Загальна величина гідравлічного опору контура ΔP_{Γ} визначається в процесі проведення гідравлічного розрахунку відповідно до рівнянь (6.13)÷(6.25), (6.48)÷(6.52), (6.61).

7.5. Методики теплового і гідравлічного розрахунків парогенераторів АЕС, що обігріваються водою під тиском

Парогенератори АЕС, що обігріваються водним теплоносієм (водою під тиском), призначені для вироблення сухої насиченої пари. Зміна температури теплоносія в цих парогенераторах відносно невелика і складає $25\div 40\text{ }^{\circ}\text{C}$ – унаслідок того, що такий елемент парогенератора, як економайзер (економайзерна ділянка), в їх тепловій схемі має невелику поверхню теплообміну. У таких умовах найбільш доцільне застосування у випарниках парогенераторів способу багаторазової природної циркуляції пароводяної суміші. Оскільки, як вже наголошувалося в четвертій главі у розділі 4.2, тиск водного теплоносія в парогенераторах цього типу вищий за тиск робочої речовини, то циркуляція теплоносія здійснюється усередині трубок, а робочої речовини – в міждрубному просторі. Такі парогенератори, що також наголошувалося в четвертій главі, конструктивно можуть бути однокорпусними горизонтальними або вертикальними з вбудованими або виносними сепараторами.

Принципову теплову схему однокорпусного парогенератора, що обігрівається водою під тиском, наведено на рис. 7.2. Живильна вода з температурою t'_2 подається в корпус парогенератора, змішується з водою, що циркулює в контурі багаторазової

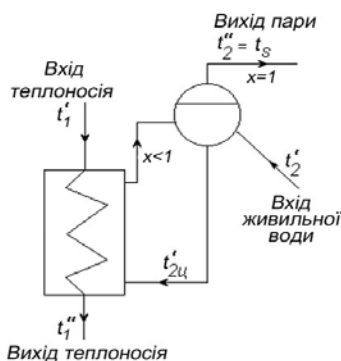


Рис. 7.2 – Принципова теплова схема парогенератора, що обігрівається водою під тиском

природної пароводяної циркуляції, надходить через економайзерну ділянку теплообмінної поверхні парогенератора в її випарну ділянку (випарник) і кипить на зовнішній поверхні трубок, усередині яких циркулює теплоносії, забезпечуючи, таким чином, процес паротворення. Насичена пара, що утворюється, надходить в сепаратор, де вона сепарується від вологи, підвищуючи тим самим ступінь сухості пари. В результаті виробляється суха насичена пара, що надходить в турбіну АЕС.

Основні початкові дані для теплового розрахунку парогенераторів, що обігріваються водою під тиском, такі: паропроductивність парогенератора D ; тиск пари, що генерується P_2 ; температура пари, що генерується, $t'_2 = t_s(P_2)$; тиск живильної води $P_{ж.в.}$; температура живильної води t'_2 ; тиск теплоносія на вході в парогенератор P'_1 ; температура теплоносія на вході в парогенератор t'_1 ; тиск теплоносія на виході з парогенератора P''_1 ; температура теплоносія на виході з парогенератора t''_1 .

Рівняння теплового балансу для економайзерної ділянки теплообмінної поверхні парогенератора має такий вигляд:

$$Q_{ек} = (D + D_{пр})(i'_S - i_{ж.в.}), \quad (7.23)$$

де $D_{пр} = (0,005 \div 0,01) D$ – витрата пари на продування парогенератора, кг/с; $i_{ж.в.}$, i'_S – відповідно ентальпії живильної води і води при температурі насичення t_s , кДж/кг, визначувані по таблицях термодинамічних властивостей води і водяної пари у вигляді $i_{ж.в.} = f(P_{ж.в.}, t'_2)$ і $i'_S = f(P_2, t_s)$.

Рівняння теплового балансу для випарної ділянки теплообмінної поверхні парогенератора записується у вигляді

$$Q_{вип} = D \cdot r, \quad (7.24)$$

де r – питома прихована теплота паротворення, яка визначається по таблицях термодинамічних властивостей води і водяної пари залежно від тиску P_2 .

Теплова потужність парогенератора розраховується як

$$Q_{пг} = Q_{ек} + Q_{вип}. \quad (7.25)$$

З рівняння (7.1) розрахунку кількості теплоти, переданої в парогенераторі від теплоносія робочій речовині, визначається витрата теплоносія за формулою

$$G = \frac{Q_{\text{пр}}}{(i_1' - i_1'') \cdot \eta}, \quad (7.26)$$

де $\eta = 0,97 \div 0,99$ – ККД парогенератора, що враховує втрати теплоти в навколишнє середовище; i_1' , i_1'' – ентальпії теплоносія на вході в парогенератор і на виході з нього, визначувані відповідно у вигляді $i_1' = f(P_1', t_1')$ та $i_1'' = f(P_1'', t_1'')$.

Кратність природної циркуляції контура задається в діапазоні $4 \div 10$ як

$$k_{\text{ц}} = \frac{D_{\text{ц}}}{D}, \quad (7.27)$$

де $D_{\text{ц}}$ – циркуляційна витрата води, кг/с.

Рівняння змішання двох потоків води записується у вигляді

$$D_{\text{ц}} i_{\text{ц}} = D \cdot i_{\text{ж.в}} + (D_{\text{ц}} - D) \cdot i_S' \quad (7.28)$$

або

$$k_{\text{ц}} i_{\text{ц}} = i_{\text{ж.в}} + (k_{\text{ц}} - 1) \cdot i_S'. \quad (7.29)$$

Звідси

$$i_{\text{ц}} = \frac{i_{\text{ж.в}} + (k_{\text{ц}} - 1) \cdot i_S'}{k_{\text{ц}}}. \quad (7.30)$$

Значення ентальпії води на виході з випарної ділянки теплообмінної поверхні парогенератора визначається за формулою

$$i_2'' = i_1' - \frac{Q_{\text{вип}}}{G \cdot \eta}, \quad (7.31)$$

а потім за набутим значенням ентальпії i_2'' і тиску P_2 визначається температура t_2'' .

На підставі отриманих даних створюється $t - Q$ -діаграма (рис. 7.3). При створенні діаграми процес підвищення температури в результаті змішання живильної води з водою контура багаторазової природної цир-

куляції зображається вертикальною лінією від t'_2 до $t'_{2ц}$, а в залежності $(t' - t'') = f(Q)$ враховується зміна теплоємності теплоносія.

Кількість трубок в парогенераторі визначається залежно від прийнятої конструкції парогенератора і швидкості потоку теплоносія. Варіантні розрахунки зазвичай виконуються для декількох значень швидкості теплоносія.

Внутрішній діаметр трубок поверхні теплообміну парогенератора визначається як

$$d_{\text{вн}} = d_{\text{зовн}} - 2\delta_{\text{ст}},$$

де $\delta_{\text{ст}}$ – товщина стінок трубок.

Площа поперечного прохідного перерізу однієї трубки визначається як

$$f_{\text{тр}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}{4}.$$

Сумарна площа поперечного прохідного перерізу всіх трубок парогенератора складає

$$f = G / (\rho \cdot w),$$

де G – масова витрата теплоносія, кг/с; ρ – густина середовища теплоносія, кг/м³; w – швидкість теплоносія, м/с.

Кількість теплопередавальних трубок в парогенераторі обчислюється як відношення

$$n = f / f_{\text{тр}}.$$

Розрахунок коефіцієнтів теплопередачі і густини теплового потоку у випарній ділянці поверхні теплообміну парогенератора здійснюється для умов входу в нього і виходу з нього для декількох швидкостей теплоносія в такій послідовності.

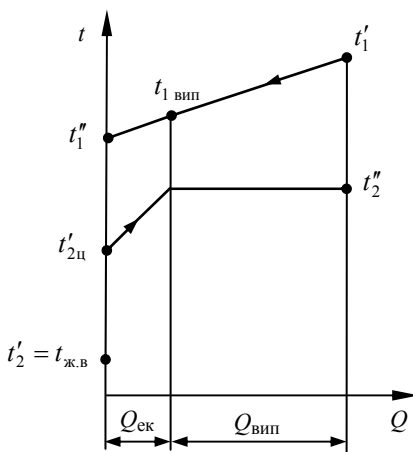


Рис. 7.3. $t - Q$ -діаграма парогенератора, що обігрівается водою під тиском

Розраховується коефіцієнт тепловіддачі від теплоносія до стінок трубок (відповідно до формули (6.7)):

$$\alpha_{1 \text{ вип}} = 0,021(\lambda/d) \text{Re}^{0,8} \text{Pr}^{0,43} C_l C_l, \quad (7.32)$$

де λ – коефіцієнт теплопровідності, Вт/(м·К); d – характерний лінійний розмір (діаметр), м; $C_l = 1$ і $C_l = 1$.

Визначається термічний опір для умов тепловіддачі від теплоносія до стінок трубок:

$$R_{1 \text{ вип}} = 1/\alpha_{1 \text{ вип}}. \quad (7.33)$$

Визначається термічний опір стінок трубок:

$$R_{\text{ст}} = \delta_{\text{ст}} / \lambda_{\text{ст}}, \quad (7.34)$$

де $\delta_{\text{ст}} = (d_{\text{зовн}} - d_{\text{вн}}) / 2$; $\lambda_{\text{ст}}$ – коефіцієнт теплопровідності матеріалу стінок трубок при температурі стінки $t_{\text{ст}}$, Вт/(м·К).

На підставі існуючого досвіду експлуатації приймається значення термічного опору шару окисних плівок, що утворюються на трубках поверхні теплообміну, $R_{\text{ок}}$. Як наголошувалося в розділі 7.2, для трубок з вуглецевої сталі воно знаходиться в діапазоні $(5,0 \div 12,0) \cdot 10^{-5}$ м²·К/Вт, а для трубок з аустенітної сталі – в діапазоні $(0,5 \div 1,0) \cdot 10^{-5}$ м²·К/Вт.

Приймається (також на підставі існуючого досвіду експлуатації) значення термічного опору шару відкладень на стінках трубок $R_{\text{відкл}}$.

Як вже наголошувалося, воно знаходиться в діапазоні $(1,0 \div 2,0) \cdot 10^{-5}$ м²·К/Вт.

Потім методом послідовних наближень розраховуються коефіцієнт тепловіддачі від стінок трубок випарної ділянки до киплячої води і відповідний до нього термічний опір за формулами:

$$\alpha_{2 \text{ вип}} = 8,22 \cdot q_{\text{вип}}^{0,7}; \quad R_{2 \text{ вип}} = 1/\alpha_{2 \text{ вип}}. \quad (7.35)$$

Коефіцієнт тепловіддачі $\alpha_{2 \text{ вип}}$ визначається методом послідовних наближень таким чином.

Спочатку за значенням теплового потоку $q_{\text{вип}}$, що задається у формулу (7.35), обчислюється $\alpha_{2 \text{ вип}}$ і розраховується коефіцієнт теплопередачі $k_{\text{вип}}$ для випарної ділянки за формулою

$$k_{\text{вип}} = \left[1/\alpha_{1 \text{ вип}} + \delta_{\text{ст}}/\lambda_{\text{ст}} + R_{\text{ок}} + R_{\text{відкл}} + 1/\alpha_{2 \text{ вип}} \right]^{-1}. \quad (7.36)$$

Потім розраховується густина теплового потоку на вході теплоносія у випарну ділянку $q'_{\text{вип}} = k_{\text{вип}} (t'_1 - t''_2)$ і на виході з неї $q''_{\text{вип}} = k_{\text{вип}} (t_{1 \text{ вип}} - t''_2)$.

Якщо відношення значень теплового потоку на вході у випарну ділянку і на виході з неї $q'_{\text{вип}}/q''_{\text{вип}}$ знаходиться в інтервалі $0,95 \div 1,05$, то набуті значення $\alpha_{2 \text{ вип}}$ і $k_{\text{вип}}$ можна вважати за остаточні. Якщо ця умова не виконується, то задається нове значення $q_{\text{вип}}$ і розрахунок повторюється до виконання необхідної умови.

Для визначення площі теплообмінної поверхні і довжини трубок випарної ділянки парогенератора початковими даними є: середній для цієї ділянки коефіцієнт теплопередачі $k_{\text{вип}}$ (у випадку, якщо коефіцієнти теплопередачі на вході $k'_{\text{вип}}$ і виході $k''_{\text{вип}}$ відрізняються один від одного), середній логарифмічний температурний напір і кількість трубок.

Середній коефіцієнт теплопередачі $k_{\text{вип}}$ визначається як середнє арифметичне значення між $k'_{\text{вип}}$ і $k''_{\text{вип}}$:

$$k_{\text{вип}} = (k'_{\text{вип}} + k''_{\text{вип}})/2.$$

Середній логарифмічний температурний напір розраховується за формулою

$$\Delta t_{\text{вип}}^{\text{сер}} = \frac{\Delta t_{\text{вип}}^{\text{б}} - \Delta t_{\text{вип}}^{\text{м}}}{2,3 \cdot \lg \frac{\Delta t_{\text{вип}}^{\text{б}}}{\Delta t_{\text{вип}}^{\text{м}}}}, \quad (7.37)$$

де $\Delta t_{\text{вип}}^{\text{б}} = (t'_1 - t''_2)$ – більший температурний напір, °С; $\Delta t_{\text{вип}}^{\text{м}} = (t_{1 \text{ вип}} - t''_2)$ – менший температурний напір, °С.

Розрахункова площа теплообмінної поверхні випарної ділянки парогенератора складає

$$H_{\text{вип}}^{\text{р}} = \frac{Q_{\text{вип}}}{k_{\text{вип}} \cdot \Delta t_{\text{вип}}^{\text{сер}}}. \quad (7.38)$$

Розрахункова довжина всіх трубок випарної ділянки обчислюється за формулою

$$L_{\text{вип}}^p = \frac{H_{\text{вип}}^p}{\pi \cdot d^{\text{сеп}}}, \quad (7.39)$$

де $d^{\text{сеп}} = 0,5(d_{\text{зовн}} - d_{\text{вн}})$, а розрахункова довжина однієї трубки – за формулою

$$l_{\text{вип}}^p = \frac{L_{\text{вип}}^p}{n_{\text{вип}}}, \quad (7.40)$$

де $n_{\text{вип}}$ – кількість трубок теплообмінної поверхні випарної ділянки.

Розрахунки коефіцієнтів теплопередачі, густини теплового потоку і площі теплообмінної поверхні економайзерної ділянки парогенератора здійснюються таким чином.

Коефіцієнт тепловіддачі від теплоносія до стінки $\alpha_{\text{лек}}$ розраховується, як і для випарної ділянки, за формулою (6.7). Відповідний до нього термічний опір $R_{\text{лек}}$, термічний опір стінок трубок $R_{\text{ст}}$ і термічні опори шару окисних плівок $R_{\text{ок}}$ і шару відкладень $R_{\text{відкл}}$ розраховуються за тими ж формулами і приймаються в тих же діапазонах, що і для випарної ділянки парогенератора (формули (7.33) і (7.34)); коефіцієнт тепловіддачі від стінок трубок до робочої речовини $\alpha_{2\text{ек}}$ визначається за формулою (6.12), а термічний опір $R_{2\text{ек}}$ – за формулою (7.35).

Коефіцієнт теплопередачі для економайзерної ділянки парогенератора визначається за формулою

$$k_{\text{ек}} = \left[1/\alpha_{\text{лек}} + \delta_{\text{ст}}/\lambda_{\text{ст}} + R_{\text{ок}} + R_{\text{відкл}} + 1/\alpha_{2\text{ек}} \right]^{-1}. \quad (7.41)$$

Потім розраховуються більший температурний напір $\Delta t_{\text{ек}}^{\delta} = (t_1'' - t_{2\text{ц}}')$ і менший температурний напір $\Delta t_{\text{ек}}^{\text{м}} = (t_{1\text{вип}} - t_2'')$.

Оскільки зазвичай для економайзерних ділянок поверхонь теплообміну однокорпусних парогенераторів, що обігріваються водою під тиском, відношення температурних напорів $\Delta t_{\text{ек}}^{\delta} / \Delta t_{\text{ек}}^{\text{м}} < 1,7$, то середній

температурний напір $\Delta t_{\text{ек}}^{\text{сер}}$ визначається як середній арифметичний за формулою $\Delta t_{\text{ек}}^{\text{сер}} = (\Delta t_{\text{ек}}^{\text{б}} + \Delta t_{\text{ек}}^{\text{м}}) / 2$.

Отримані величини дозволяють визначити площу теплообмінної поверхні економайзерної ділянки однокорпусного парогенератора, що обігрівається водою під тиском:

$$H_{\text{ек}}^{\text{р}} = \frac{Q_{\text{ек}}}{k_{\text{ек}} \cdot \Delta t_{\text{ек}}^{\text{сер}}} . \quad (7.42)$$

Повна площа теплообмінної поверхні однокорпусного парогенератора, що обігрівається водою під тиском, H є сумою розрахованих за формулами (7.38) і (7.42) поверхонь його економайзерної і випарної ділянок, узятую з певним запасом. Тобто розрахована за цими формулами площа теплообмінної поверхні парогенератора визначається як

$$H_{\text{р}} = H_{\text{вип}}^{\text{р}} + H_{\text{ек}}^{\text{р}} , \quad (7.43)$$

а площа теплообмінної поверхні парогенератора, що приймається, як

$$H = k_3 \cdot H_{\text{р}} , \quad (7.44)$$

де $k_3 = 1,05 \div 1,15$ – коефіцієнт запасу площі теплообмінної поверхні парогенератора.

Після визначення площі теплообмінної поверхні розраховуються довжина всіх трубок парогенератора і довжина однієї трубки.

Довжина всіх трубок парогенератора розраховується за формулою

$$L = H / \pi d_{\text{сер}} , \quad (7.45)$$

а довжина однієї трубки – за формулою

$$l = L / n , \quad (7.46)$$

де n – кількість теплообмінних трубок в парогенераторі.

Після цього визначаються конструктивні характеристики пучка трубок всієї поверхні теплообміну парогенератора, діаметри входних і вихідних патрубків трубопроводів теплоносія і робочої речовини, патрубків трубопроводів продування парогенератора. Діаметри патрубків визнача-

ються виходячи з умов допустимих швидкостей w різних середовищ в трубопроводах: для води $w \leq 10$ м/с, для пари високого тиску $w \leq 20$ м/с, для пари низького тиску $w \leq 50$ м/с.

Для проведення гідравлічного розрахунку парогенератора необхідне знання всіх конструктивних розмірів і особливостей функціонування його окремих елементів (ділянок).

На початку гідравлічного розрахунку необхідно визначити середню температуру теплоносія на вході в парогенератор і на виході з нього:

$$t_{\text{сер}} = 0,5(t'_1 + t''_1). \quad (7.47)$$

Знаючи середню температуру теплоносія і його тиск, визначаються середня динамічна в'язкість теплоносія $\mu_{\text{сер}}$ за даними таблиць теплофізичних властивостей води і водяної пари, а також середнє значення густини теплоносія $\rho_{\text{сер}}$.

Гідравлічний опір трубок теплообмінної поверхні парогенератора розраховується в такій послідовності.

Визначається перехідне число Рейнольдса, яке ділить область турбулентної течії $Re > Re_{\text{кр}}$ на перехідну область, в якій режим руху водного теплоносія є недостатньо стійким, і на область, в якій існує його стійкий розвинений турбулентний режим руху:

$$Re_{\text{п}} = 120 \frac{d_{\text{вн}}}{\delta_{\text{ш}}},$$

де $\delta_{\text{ш}} = \frac{e}{d_{\text{вн}}}$ – відносна шорсткість внутрішньої поверхні трубок, визначувана як відношення висоти виступів шорсткості e до внутрішнього діаметра трубок $d_{\text{вн}}$. Для сталевих нових трубок, що не піддалися корозії, $e = 0,06 \div 0,1$ мм, для трубок, що мало прокородували (в умовах середнього часу експлуатації), $e = 0,1 \div 0,2$ мм, для трубок, що сильно прокородували після тривалої експлуатації, $e \geq 0,5$ мм.

Розраховується швидкість теплоносія в трубках:

$$w = \frac{G}{f_{\text{тр}} \cdot n \cdot \rho_{\text{сер}}}.$$

Проводиться розрахунок числа Рейнольдса:

$$Re = \frac{w \cdot d_{\text{вн}} \cdot \rho_{\text{ср}}}{\mu_{\text{ср}}}.$$

Визначається коефіцієнт тертя ξ_T , який залежить від режиму руху водного теплоносія і стану внутрішньої поверхні трубок (шорсткості $\delta_{\text{ш}}$). Для режимів, коли $Re > Re_{\text{п}}$, тобто при стійкій розвиненій турбулентній течії маємо

$$\xi_T = 1,74 + 2 \lg(r_{\text{вн}} / \delta_{\text{ш}}),$$

де $r_{\text{вн}}$ – внутрішній радіус трубок, мм.

Визначається сумарний коефіцієнт місцевих гідравлічних опорів:

$$\xi_M = \xi_{\text{вх}} + \xi_{\text{пов}} + \xi_{\text{вих}},$$

де $\xi_{\text{вх}}$ – коефіцієнт гідравлічного опору руху потоку теплоносія на вході в трубки; $\xi_{\text{пов}}$ – коефіцієнт гідравлічного опору руху потоку теплоносія в трубках при повороті на 90° ; $\xi_{\text{вих}}$ – коефіцієнт гідравлічного опору руху потоку теплоносія на виході з трубок.

Потім обчислюється сумарний коефіцієнт гідравлічного опору руху потоку теплоносія в трубках:

$$\xi = \xi_M + \xi_T (l / d_{\text{вн}}).$$

Величина загального гідравлічного опору трубок теплообмінної поверхні парогенератора визначається за формулою

$$\Delta P_T = \xi \cdot \frac{\rho_{\text{ср}} \cdot w^2}{2}. \quad (7.48)$$

За величиною загального гідравлічного опору трубок парогенератора розраховується потужність приводу головного циркуляційного насоса, що витрачається на подолання цього опору:

$$N = \frac{G \cdot \Delta P}{\rho_{\text{ср}} \cdot \eta_{\text{г.ц.н}}}, \quad (7.49)$$

де $\eta_{\text{г.ц.н}} = 0,85 \div 0,95$ – ККД головного циркуляційного насоса.

7.6. Методики теплового і гідравлічного розрахунків парогенераторів АЕС, що обігріваються рідким металом

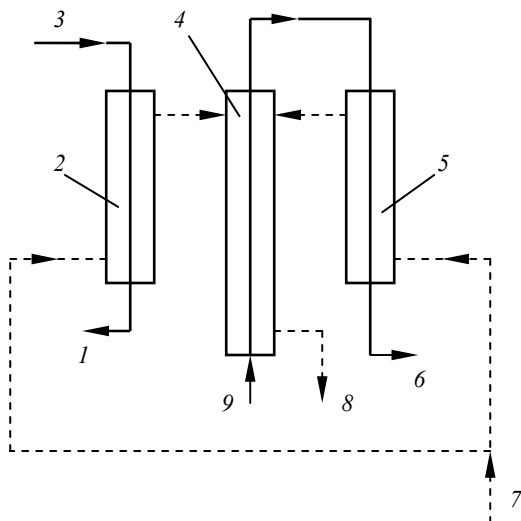
Теплові схеми парогенераторів АЕС, що обігріваються рідкометалевими теплоносіями (рідким металом), повинні забезпечувати в їх елементах достатньо великий температурний напір між теплоносієм і робочою речовиною, особливо в зоні «кінець економайзера – початок випарника».

Рідкі метали мають високу теплопровідність і відносно низьку питому теплоємність. Внаслідок низької питомої теплоємності зміни температур рідкометалевих теплоносіїв в парогенераторах виявляються вельми значними (150–200 °С). Нерівномірності в розподілі швидкостей теплоносіїв по поперечних перерізах міжтрубного простору парогенераторів, що обігріваються рідким металом, призводять до нерівномірностей температури в пучках трубок, а отже, і температурних напорів і густини теплових потоків. Висока теплопровідність рідких металів обумовлює високі коефіцієнти тепловіддачі, що в сукупності з великими температурними напорами призводить до значної густини теплових потоків.

Порядок теплового і гідравлічного розрахунків парогенераторів, що обігріваються рідким металом, розглянемо на прикладі прямотечіного парогенератора, схема якого показана на рис. 7.4. У цьому парогенераторі робоча речовина тече в трубках, а рідкометалевий теплоносіє – в міжтрубному просторі. Парогенератор складається з m секцій (паралельних контурів), кожна з яких має три елементи: випарник, основний пароперегрівник, проміжний пароперегрівник.

Початковими даними для теплового і гідравлічного розрахунків даного типу парогенератора є такі: паропроодуктивність парогенератора D ; температура живильної води t'_2 ; тиск теплоносія на вході в парогенератор P'_1 ; температура теплоносія на вході в парогенератор t'_1 ; тиск теплоносія на виході з парогенератора P''_1 ; температура теплоносія на виході з парогенератора t''_1 ; тиск пари на виході з випарника $P_{\text{вип}}$; температура пари на виході з випарника $t'_{2п}$; тиск пари на виході з основного пароперегрівника $P_{п}$; температура пари на виході з основного пароперегрівника $t''_{2п}$; витрата пари через проміжний пароперегрівник $D_{\text{пп}}$; температура пари на вході в проміжний пароперегрівник $t'_{2пп}$; тиск пари на виході з проміжного пароперегрівника $P_{\text{пп}}$; температура пари на виході

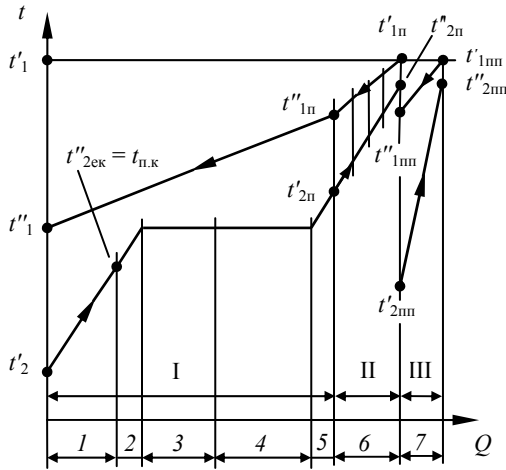
з проміжного пароперегрівника $t''_{2\text{пн}}$; величина перегріву пари у випарнику $\delta t = (t'_{2\text{п}} - t_s)$.



Р и с у н о к 7.4 – Схема прямотечіного парогенератора, що обігрівается рідким металом:

1 – вихід пари з проміжного пароперегрівника; 2 – проміжний пароперегрівник; 3 – вхід пари в проміжний пароперегрівник; 4 – випарник; 5 – основний пароперегрівник; 6 – вихід пари з основного пароперегрівника; 7 – вхід теплоносія; 8 – вихід теплоносія; 9 – вхід живильної води

На рис. 7.5 наведено t - Q -діаграму даного прямотечіного парогенератора, що обігрівается рідким металом. У цьому парогенераторі поверхня теплообміну, в якій відбувається процес випаровування живильної води, тобто випарник, включає частину економайзерної ділянки, власне випарну ділянку і частину ділянки основного перегріву пари. Основний пароперегрівник і проміжний пароперегрівник включені в контур теплоносія паралельно. Витрати теплоносія через основний і проміжний пароперегрівники вибираються так, щоб температури теплоносія на виході з них (на вході у випарник) були рівні або достатньо близькі.



Р и с . 7 . 5 . t - Q -діаграма прямотечійного парогенератора, що обігривається рідким металом:

I – випарник; II – основний пароперегрівник; III – проміжний пароперегрівник;

1 – зона конвекції однофазної рідини; 2 – зона поверхневого кипіння; 3 – зона розвинутого кипіння; 4 – «закризисна» зона; 5 – зона перегріву пари в кінці випарника; 6 – зона перегріву пари в основному пароперегрівнику; 7 – зона перегріву пари в проміжному пароперегрівнику

Кількості теплоти, що передаються робочій речовині в елементах парогенератора, розраховуються за формулами (7.1)÷(7.6). Для визначення ентальпії робочої речовини в елементах парогенератора (по таблицях термодинамічних властивостей води і водяної пари) потрібні значення його температури і тиску, оскільки $i = f(t, P)$. Зміна тиску робочої речовини по тракту визначається в процесі гідравлічного розрахунку елементів парогенератора. Якщо позначити зміни тиску в основному пароперегрівнику як $\Delta P_{\text{п}}$, у випарнику – як $\Delta P_{\text{вип}}$, а у проміжному пароперегрівнику – як $\Delta P_{\text{пп}}$, то тиск пари на вході в основний пароперегрівник визначається за рівнянням

$$P'_{\text{п}} = P_{\text{п}} + \Delta P_{\text{п}}; \quad (7.50)$$

тиск пари на вході в проміжний пароперегрівник – за рівнянням

$$P'_{пп} = P_{пп} + \Delta P_{пп} ; \quad (7.51)$$

тиск живильної води – за рівнянням

$$P_{ж.в} = P'_{вип} = P'_п + \Delta P_{вип} . \quad (7.52)$$

Кількості теплоти, що передаються від теплоносія робочій речовині в економайзерній (зони 1, 2, рис. 7.5), випарній (зони 3, 4, рис. 7.5) і пароперегрівній (зони 5, 6, рис. 7.5) ділянках випарника, відповідно $Q_{вип.ек}$, $Q_{вип.вип}$, $Q_{вип.пп}$, обчислюються за такими формулами:

$$\left. \begin{aligned} Q_{вип.ек} &= D \left[i(t''_{2ек}, P_{вип}) - i(t'_2, P'_{вип}) \right] \\ Q_{вип.вип} &= Dr + D \left[i(t_S, P_{вип}) - i(t''_{2ек}, P_{вип}) \right] \\ Q_{вип.пп} &= D \left[i(t'_{2п}, P'_п) - i(t_S, P_{вип}) \right] \end{aligned} \right\} . \quad (7.53)$$

Теплові потужності випарника, основного пароперегрівника і проміжного пароперегрівника відповідно складають:

$$Q_{вип} = Q_{вип.ек} + Q_{вип.вип} + Q_{вип.пп} . \quad (7.54)$$

$$Q_п = D \left[i(t''_{2п}, P_п) - i(t'_{2п}, P'_п) \right] . \quad (7.55)$$

$$Q_{пп} = D \left[i(t''_{2пп}, P_{пп}) - i(t'_{2пп}, P_{пп}) \right] . \quad (7.56)$$

Теплова потужність парогенератора з урахуванням втрат в навколишнє середовище визначається за таким рівнянням:

$$Q_{пг} = \frac{Q_{вип} + Q_п + Q_{пп}}{\eta_{пг}} , \quad (7.57)$$

де $\eta_{пг}$ – ККД парогенератора.

Загальна витрата теплоносія через парогенератор обчислюється за формулою

$$G = \frac{Q_{пг}}{c_p^{сеп} (i'_1 - i''_1)} , \quad (7.58)$$

де $c_p^{\text{сеп}}$ – середня питома ізобарна теплоємність теплоносія, визначувана за значеннями питомих ізобарних теплоємностей теплоносія на вході в парогенератор c'_{p1} і на виході з нього c''_{p1} як $c_p^{\text{сеп}} = (c'_{p1} + c''_{p1}) / 2$.

Витрати теплоносія через основний і проміжний пароперегрівники $G_{\text{п}}$ та $G_{\text{пп}}$ визначаються шляхом розв'язання системи рівнянь

$$\left. \begin{aligned} G &= G_{\text{п}} + G_{\text{пп}} \\ Q_{\text{п}} &= G_{\text{п}} c_{p_{\text{п}}} (t'_{1\text{п}} - t''_{1\text{п}}) \\ Q_{\text{пп}} &= G_{\text{пп}} c_{p_{\text{пп}}} (t'_{1\text{пп}} - t''_{1\text{пп}}) \end{aligned} \right\}. \quad (7.59)$$

Якщо $t'_{1\text{п}} = t'_{\text{пп}} = t'_1$ та $t''_{1\text{п}} = t''_{1\text{пп}}$, то система рівнянь має такий розв'язок

$$G_{\text{п}} = \frac{G Q_{\text{п}}}{Q_{\text{п}} + Q_{\text{пп}}}; \quad G_{\text{пп}} = \frac{G Q_{\text{пп}}}{Q_{\text{п}} + Q_{\text{пп}}}. \quad (7.60)$$

Розрахунки температур теплоносія по ділянках поверхні теплообміну (елементам) парогенератора проводяться на підставі рівняння теплового балансу

$$t''_{li} = t'_{li} - Q_i / G_i c_{pi}^{\text{сеп}} \eta_i, \quad (7.61)$$

де t'_{li}, t''_{li} – температури теплоносія на вході в i -ту ділянку, що розглядається, і на виході з неї, °C; G_i – витрата теплоносія через i -ту ділянку, кг/с; $c_{pi}^{\text{сеп}}$ – середня питома ізобарна теплоємність теплоносія в тракті i -ї ділянки, кДж/(кг·K); η_i – коефіцієнт, що враховує втрати в навколишнє середовище в i -й ділянці.

Розрахунок випарника парогенератора, що обігрівается рідким металом, виконується в такій послідовності.

Спочатку вибирається матеріал трубок теплообмінної поверхні випарника. Цей вибір здійснюється на основі аналізу температурних умов, можливої корозії, утворення відкладень і інших експлуатаційних і технологічних чинників. Потім визначаються внутрішній діаметр і товщина стінок трубок на підставі положень конструктивного розрахунку парогенераторів, описаних в розділі 7.3.

Обчислюється кількість трубок для всієї випарної поверхні парогенератора за формулою

$$n_{\text{вип}} = D / (m f' \cdot w p), \quad (7.62)$$

де D – витрата живильної води, кг/с; m – кількість паралельних контурів в парогенераторі (кількість секцій випарника); w – швидкість живильної води на вході в трубки випарника, м/с; ρ – густина живильної води, кг/м³; f' – поперечний прохідний переріз однієї трубки, м².

Витрати теплоносія і живильної води через одну секцію випарника відповідно становлять

$$G' = G / m; \quad D' = D / m.$$

Вибираються геометричні характеристики розміщення трубок у випарнику і обчислюються поперечні прохідні перерізи теплоносія і робочої речовини, а потім швидкість теплоносія:

$$w_{1\text{вип}} = G' / (\rho_1 \cdot f_1).$$

Площа теплообмінної поверхні випарника розраховується окремо для кожної з його зон: для зони конвекції однофазної рідини; зони поверхневого кипіння; зони розвиненого кипіння з температурою t_S ; «закризної» зони; зони початкового перегріву пари (рис. 7.5). Межа зони I визначається по температурі початку кипіння живильної води ($t''_{2\text{ек}} = t_{\text{п.к}}$), яке починається при рівності температури стінок трубок температурі насичення $t_{\text{ст}} = t_{w2} = t_S$. Межі решти зон зрозумілі з рис. 7.5.

Температура пари на виході з випарника визначається як

$$t''_{2\text{вип}} = t'_{2\text{п}} = t_S + \delta t, \quad (7.63)$$

де δt – перегрів пари, що задається, на виході з випарника (зони 5).

Коефіцієнти теплопередачі в кожній зоні обчислюються за формулою (7.14) або за формулою (7.15) з урахуванням термічного опору шару окисних плівок і шару відкладень з боку води. Окисні плівки і відкладення з боку рідкометалевого теплоносія (у разі використання як теплоносія натрію, сплавів натрію і калію або інших лужних металів) практично відсутні і можуть не враховуватися. З рівнянь теплового балансу обчис-

люються температури теплоносія на початку і в кінці кожної зони, а потім середні логарифмічні температурні напори за формулою (7.11), площі теплообмінних поверхонь кожної зони, виходячи з формули (7.10), і довжини трубок випарника з урахуванням коефіцієнта запасу $k_3 = 1,05 \div 1,15$.

Тепловий і гідравлічний розрахунки основного пароперегрівника парогенератора, що обігривається рідким металом, мають свої особливості.

Початковими даними для теплового і гідравлічного розрахунків основного пароперегрівника є: витрата пари через одну секцію основного пароперегрівника $D'_п = D_п / m$; витрата теплоносія через одну секцію основного пароперегрівника $G'_п = G_п / m$; температури пари $t'_{2п}$, $t''_{2п}$ відповідно на вході в основний пароперегрівник і на виході з нього; температури теплоносія t'_1 , t''_1 відповідно на вході в основний пароперегрівник і на виході з нього.

Для визначення основних розрахункових величин використовуються формули (7.50)÷(7.61). Потім, після вибору матеріалу поверхні теплообміну основного пароперегрівника, зовнішнього і внутрішнього діаметрів трубок і геометричних характеристик його міжтрубного простору, обчислюються поперечні прохідні перерізи теплоносія і пари, а потім їх швидкості. Для визначення площі теплообмінної поверхні основного пароперегрівника (зона б на рис. 7.5) вона ділиться на i -ту кількість ділянок так, щоб температури рідкометалевого теплоносія на межах ділянок (вході і виході) забезпечували відношення питомих ізобарних теплоємностей теплоносія $c_{p\text{ вх}} / c_{p\text{ вих}} < 1,4$. Для кожної i -ї ділянки за рівнянням теплового балансу розраховується кількість переданої від теплоносія робочій речовині теплоти Q_i . Потім обчислюються коефіцієнти тепловіддачі від стінок трубок до пари на вході $\alpha_{\text{вх}}$ і виході $\alpha_{\text{вих}}$ пари з основного пароперегрівника, виходячи з формули (6.2), в якій критерій Nu_t визначається при середній температурі пари t у пароперегрівнику за таким рівнянням:

$$Nu_t = 0,028 Re_t^{0,8} Pr_t^{0,4} (\rho_w / \rho_t)^{1,15},$$

де ρ_w , ρ_t – відповідно густина пари при температурі стінки трубки і середній температурі пари, $\text{м}^3/\text{кг}$.

Потім лінійною інтерполяцією визначаються коефіцієнти тепловіддачі α_i і теплопередачі k_i на межах кожної вибраної ділянки пароперегрівника, середнє арифметичне значення останніх для кожної ділянки $k_i^{\text{сеп}}$, температурний напір Δt_i і площа теплообмінної поверхні H_i для кожної ділянки.

Площа теплообмінної поверхні всього основного пароперегрівника визначається підсумовуванням площ теплообмінних поверхонь ділянок H_i з урахуванням коефіцієнта запасу:

$$H_{\text{пп}} = (1,05 \div 1,15) \sum H_i. \quad (7.64)$$

Тепловий і гідравлічний розрахунки проміжного пароперегрівника парогенератора, що обігривається рідким металом, також мають свої особливості.

Початковими даними для теплового і гідравлічного розрахунків проміжного пароперегрівника є: витрата пари через одну секцію проміжного пароперегрівника $D'_{\text{пп}} = D_{\text{пп}} / m$; витрата теплоносія через одну секцію проміжного пароперегрівника $G'_{\text{пп}} = G_{\text{пп}} / m$; температури пари $t'_{2\text{пп}}$, $t''_{2\text{пп}}$ відповідно на вході в проміжний пароперегрівник і на виході з нього; температури теплоносія $t'_{1\text{пп}}$, $t''_{1\text{пп}}$ відповідно на вході в проміжний пароперегрівник і на виході з нього.

Оскільки, внаслідок низького тиску в проміжному пароперегрівнику парогенератора з рідкометалевим теплоносієм, теплофізичні властивості теплоносія змінюються не так значно, як при вищому тиску в основному пароперегрівнику, то не виникає необхідності проводити розрахунок по його окремих ділянках. Коефіцієнти теплопередачі $k'_{2\text{пп}}$ і $k''_{2\text{пп}}$ обчислюються з початку і кінця проміжного пароперегрівника відповідно, а потім визначається їх середнє арифметичне значення $k_{\text{пп}}^{\text{сеп}}$. Середній температурний напір $\Delta t_{\text{пп}}^{\text{сеп}}$ визначається як середній логарифмічний за формулою (7.11), в якій $\Delta t_6 = \Delta t_{\text{пп}}^6 = t''_{1\text{пп}} - t'_{2\text{пп}}$; $\Delta t_{\text{м}} = \Delta t_{\text{пп}}^{\text{м}} = t'_{1\text{пп}} - t''_{2\text{пп}}$. Теплова потужність проміжного пароперегрівника $Q_{\text{пп}}$ обчислюється за формулою (7.56).

Площа теплообмінної поверхні проміжного пароперегрівника визначається як

$$H_{\text{пп}} = Q_{\text{пп}} / \left(m \cdot k_{\text{пп}}^{\text{сеп}} \cdot \Delta t_{\text{пп}}^{\text{сеп}} \cdot \eta_{\text{пп}} \right), \quad (7.65)$$

де $\eta_{\text{пп}} = 0,85 \div 0,95$ – ККД проміжного пароперегрівника.

Після визначення площ поверхонь теплообміну випарника, основного пароперегрівника і проміжного пароперегрівника, включаючи визначення всіх їх конструктивних розмірів, виконується гідравлічний розрахунок парогенератора по контурах рідкометалевого теплоносія і робочої речовини. Загальна величина гідравлічного опору контурів визначається відповідно до рівнянь (6.13)÷(6.25) і (6.48)÷(6.52). При цьому особливу увагу слід звернути на вибір знака нівелірного опору у формулі (6.15).

7.7. Методики теплового і гідравлічного розрахунків парогенераторів АЕС з багаторазовою примусовою циркуляцією у випарнику

Теплообмінними поверхнями нагріву в парогенераторах цього типу є прямотрубні секції. Схема взаємного руху теплоносія в міжтрубному просторі і робочої речовини в трубках, яка наведена на рис. 7.6, є протитечійною. З цієї схеми видно, що в контур теплоносія проміжний і основний пароперегрівники, позначені відповідно цифрами 6 і 10, включені паралельно. З них теплоносій надходить в змішувач 4, а звідти у випарник 1 і економайзер 11, що включені в контур теплоносія послідовно. Живильна вода, пройшовши економайзер, надходить в сепаратор 3, де вона змішується з водою, що циркулює за допомогою насоса багаторазової примусової циркуляції 2. Пара з сепаратора прямує в основний пароперегрівник, а потім в турбіну АЕС.

Початковими даними для теплового і гідравлічного розрахунків парогенератора з багаторазовою примусовою циркуляцією є такі: паропроductивність парогенератора D ; температура живильної води на вході в парогенератор $t_{\text{ж.в}}$; температура перегрітої пари після основного пароперегрівника $t_{\text{п}}$; тиск перегрітої пари після основного пароперегрівника $P_{\text{п}}$; витрата пари через проміжний пароперегрівник $D_{\text{пп}}$; температури пари $t_{\text{вх.пп}}$, $t_{\text{вих.пп}}$ відповідно на вході в проміжний пароперегрівник і на виході з нього; тиск пари $P_{\text{пп}}$ на вході в проміжний пароперегрівник;

тиск насиченої пари P_S ; кратність циркуляції $k_{\text{ц}}$; тиск, що створюється насосом багаторазової примусової циркуляції $P_{\text{бпц}}$; допустима втрата тиску по тракту пари в проміжному пароперегрівнику $\Delta P_{\text{пп}}$; витрата теплоносія G ; температури теплоносія $t_{\text{вх}}$, $t_{\text{вих}}$, відповідно на вході в парогенератор і на виході з нього; тиск теплоносія на вході в парогенератор P ; температура теплоносія на вході у випарник $t'_{\text{вип}}$; кількість секцій $m_{\text{ек}}$, $m_{\text{вип}}$, $m_{\text{п}}$, $m_{\text{пп}}$ відповідно в економайзері, випарнику, основному пароперегрівнику і проміжному пароперегрівнику; кількість труб $n_{\text{ек}}$, $n_{\text{вип}}$, $n_{\text{п}}$, $n_{\text{пп}}$ відповідно в секціях економайзера, випарника, основного пароперегрівника і проміжного пароперегрівника; зовнішній і внутрішній діаметри труб поверхонь теплообміну елементів парогенератора $d_{\text{зовн}}$, $d_{\text{вн}}$.

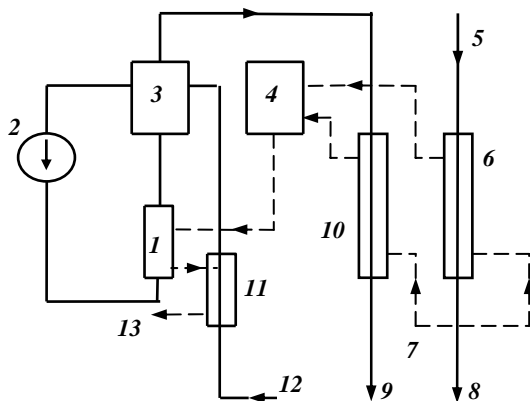
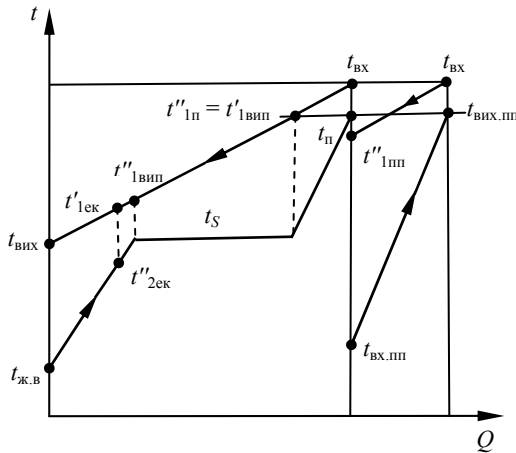


Рис. 7.6. Схема руху теплоносія (----) і робочої речовини (—) у парогенераторі з багаторазовою примусовою циркуляцією у випарнику:

1 – випарник; 2 – насос багаторазової примусової циркуляції; 3 – сепаратор; 4 – буферна ємність (або змішувач); 5 – вхід пари в проміжний пароперегрівник; 6 – проміжний пароперегрівник; 7 – вхід теплоносія; 8 – вихід пари з проміжного пароперегрівника; 9 – вихід пари з основного пароперегрівника; 10 – основний пароперегрівник; 11 – економайзер; 12 – вхід живильної води; 13 – вихід теплоносія

Загальні положення і методики теплового і гідравлічного розрахунків прямотечійних парогенераторів, що обігріваються водою під тиском і рідким металом, розглянуті вище, в цілому зберігаються і для розрахунку парогенератора з багаторазовою примусовою циркуляцією. Умовні позначення величин і їх розмірності також аналогічні наведеним вище.

На рис. 7.7 наведено t - Q -діаграму для парогенератора з багаторазовою примусовою циркуляцією.



Р и с . 7 . 7 . t - Q -діаграма парогенератора з багаторазовою примусовою циркуляцією і проміжним перегрівом пари

Порядок теплового розрахунку економайзера парогенератора з багаторазовою примусовою циркуляцією такий.

Визначається загальна витрата живильної води :

$$D_{ж.в} = D + D_{пр} , \quad (7.66)$$

де $D_{пр} = (0,005 \div 0,01) D$, кг/с.

Визначається витрата живильної води на одну секцію економайзера:

$$D'_{ж.в.ек} = D_{ж.в} / m_{ек} . \quad (7.67)$$

Розраховується витрата теплоносія на одну секцію економайзера:

$$G' = G / m_{\text{ек}} . \quad (7.68)$$

Розраховується теплова потужність однієї секції економайзера:

$$Q_{\text{ек}} = D'_{\text{ж.в.ек}} (i_{\text{вих.ек}} - i_{\text{ж.в.}}) . \quad (7.69)$$

Визначається зміна температури теплоносія в економайзері:

$$\delta t_{\text{ек}} = Q_{\text{ек}} / \left(G' c_p^{\text{сп}} \eta_{\text{ек}} m_{\text{ек}} \right) . \quad (7.70)$$

Обчислюється температура теплоносія на вході в економайзер:

$$t'_{1\text{ ек}} = t_{\text{вих.ек}} + \delta t_{\text{ек}} . \quad (7.71)$$

По температурі початку кипіння $t_{\text{п.к}}$, яке починається тоді, коли температура стінок трубок дорівнює температурі насичення $t_{\text{ст}} = t_{w_2} = t_S$, визначається температура живильної води на виході з економайзера $t''_{2\text{ ек}} = t_{\text{п.к}}$.

Обчислюється середня температура живильної води в економайзері :

$$t_{\text{ек}}^{\text{ср}} = (t_{\text{ж.в.}} + t''_{2\text{ ек}}) / 2 . \quad (7.72)$$

По середній температурі $t_{\text{ек}}^{\text{ср}}$ і тиску насичення P_S визначаються теплофізичні параметри води в економайзері $\rho_{\text{в}}$, $\lambda_{\text{в}}$, $\nu_{\text{в}}$, а також критерій Рг.

Обчислюється поперечний прохідний переріз для води в одній секції економайзера:

$$f_{\text{в.ек}} = \pi \cdot d_{\text{вн}}^2 / n_{\text{ек}} . \quad (7.73)$$

Розраховується швидкість води в економайзері:

$$w_{\text{в}} = D'_{\text{ж.в.ек}} / \rho_{\text{в}} \cdot f_{\text{в.ек}} . \quad (7.74)$$

На основі формул (6.2), (6.3), (6.5) визначається коефіцієнт тепловіддачі в економайзері від стінок трубок до живильної води $\alpha_{1\text{ек}}$ і термічний опір $R_{1\text{ек}}$, відповідний до цього коефіцієнта.

Обчислюється середня температура теплоносія в одній секції економайзера:

$$t_{\text{т.ек}}^{\text{ср}} = (t'_{\text{ек}} + t_{\text{вих}}) / 2. \quad (7.75)$$

По середній температурі теплоносія в економайзері визначаються його теплофізичні параметри ρ , λ , ν , c_p і критерій Pr .

Обчислюється поперечний прохідний переріз для теплоносія в міжтрубному просторі економайзера $f_{\text{т.ек}}$, (за відповідними формулами, що змінюються залежно від форми перерізу міжтрубного простору конструкції секції економайзера).

Визначається швидкість теплоносія:

$$w = G' / \rho \cdot f_{\text{т.ек}}. \quad (7.76)$$

На основі формул (6.2), (6.3), (6.5) обчислюється коефіцієнт тепловіддачі від теплоносія до стінок трубок $\alpha_{2\text{ек}}$ і термічний опір $R_{2\text{ек}}$, відповідний до цього коефіцієнта.

Визначаються термічні опори стінок трубок $R_{\text{ст}}$, шару окисних плівок $R_{\text{ок}}$ і шару відкладень $R_{\text{відкл}}$ (за формулами і рекомендаціями, викладеними в розділі 7.2).

Обчислюються коефіцієнт теплопередачі $k_{\text{ек}}$ за формулою (7.14) або за формулою (7.15) і середній логарифмічний температурний напір $\Delta t_{\text{ср}}$ за формулою (7.11), у якій

$$\Delta t_{\text{б}} = \Delta t_{\text{ек}}^{\text{б}} = t_{\text{вих}} - t_{\text{ж.в}}, \quad \Delta t_{\text{м}} = \Delta t_{\text{ек}}^{\text{м}} = t'_{\text{ек}} - t''_{\text{ек}}.$$

Визначається площа теплообмінної поверхні однієї секції економайзера:

$$H_{\text{ек}} = Q_{\text{ек}} / k_{\text{ек}} \Delta t_{\text{ср}} \eta_{\text{ек}}, \quad (7.77)$$

де $\eta_{\text{ек}} = 0,85 \div 0,95$ – ККД економайзера.

Обчислюється розрахункова довжина однієї трубки поверхні теплообміну однієї секції економайзера:

$$l_p = H_{\text{ек}} / \pi \cdot d_{\text{зовн}} n_{\text{ек}} . \quad (7.78)$$

До особливостей розрахунку випарника парогенератора з багаторазовою примусовою циркуляцією належить необхідність роздільного розрахунку економайзерної і випарної ділянок, які входять до нього. Це викликано тим, що у випарник надходить живильна вода з температурою $t''_{2\text{ек}}$, яка менша від температури насичення t_S .

Початковими даними для розрахунку випарника парогенератора з багатократною примусовою циркуляцією є:

- тиск насиченої пари в сепараторові P_S ;
- кратність циркуляції $k_{\text{ц}}$;
- витрата води, що циркулює в одній секції випарника, яка визначається як

$$D'_{\text{ц.в}} = D \ k_{\text{ц}} / m_{\text{вип}} ; \quad (7.79)$$

- ентальпія циркулюючої води на виході з сепаратора, яка визначається за формулою

$$i_{\text{ц.в}} = [i_{\text{ж.в}} + (k_{\text{ц}} - 1) i_S \ P_S] / k_{\text{ц}} ; \quad (7.80)$$

- тиск, що створюється насосом багаторазової примусової циркуляції, $P_{\text{б.п.ц.}}$;
- температура циркулюючої води після насоса багаторазової примусової циркуляції в опускних трубках $t_{\text{вх.ц.в}}$, яка визначається за значеннями тиску $P_{\text{б.п.ц}}$ і ентальпії $i_{\text{ц.в}}$.

Теплові розрахунки економайзерної і випарної ділянок випарника парогенератора з багаторазовою примусовою циркуляцією проводяться за формулами, які аналогічні формулам теплового розрахунку економайзерної і випарної ділянок випарника парогенератора, що обігрівается рідким металом, які наведені в розділі 7.6.

Гідравлічний розрахунок парогенератора з багаторазовою примусовою циркуляцією по контурах теплоносія і робочої речовини виконується по характерних ділянках трактів після визначення їх конструктив-

них розмірів і швидкостей потоків в них. Загальна величина гідравлічного опору контурів визначається відповідно до рівнянь (6.13)÷(6.25), (6.48)÷(6.52).

7.8. Загальні положення і підходи до математичного моделювання теплових і гідравлічних процесів у парогенераторах АЕС і методики створення комп'ютерних програм їх розрахунків

Проектування парогенераторів АЕС, які є складними технічними системами, вимагає проведення великої кількості варіантних розрахунків, в результаті яких мають бути отримані як оптимальні інтегральні характеристики парогенераторів (загальна поверхня теплообміну, металоємність, гідравлічні опори контурів та інші), так і багато їх локальних характеристик (розподіли густини теплових потоків і температур, можливі амплітуди їх пульсацій та інші). Складність парогенераторів АЕС як технічних систем визначається їх багатопараметричністю, наявністю складного логічного і функціонального зв'язку між параметрами, наявністю різних обмежень на зміну параметрів, стохастичністю зміни параметрів під час експлуатації [7]. Тому достатньо повний системний аналіз можливих конструкцій парогенераторів АЕС не може бути проведений без застосування сучасних обчислювальних технологій на базі комп'ютерів і без створення відповідних математичних моделей. До математичних моделей парогенераторів АЕС і їх програмних реалізацій ставляться певні вимоги. Зокрема, разом з швидкістю, вони повинні забезпечувати можливість проведення оптимізаційних розрахунків парогенераторів різних конструкцій в широкому діапазоні зміни параметрів і застосування різних конструкційних матеріалів без введення додаткових початкових даних і змін в програмах.

Тепловий і гідравлічний розрахунки парогенераторів є першими основними розрахунками на етапі їх проектування, що забезпечують початковою інформацією подальші розрахунки міцнісних і техніко-економічних показників.

За ступенем деталізації отримуваної інформації тепловий і гідравлічний розрахунки парогенераторів доцільно розділяти на оціночні, одновимірні, двовимірні і тривимірні. За метою отримуваної інформації – на ті, що призначені для визначення геометричних характеристик парогенераторів при заданих параметрах (конструктивні розрахунки), для визначення параметрів парогенераторів на різних режимах роботи при їх заданих конструкціях (перевірочні розрахунки), для визначення оптимальних режимних характеристик парогенераторів (оптимізаційні розрахунки).

Необхідно відзначити, що комп'ютерні програми теплового і гідравлічного розрахунків парогенераторів, створені на основі математичного моделювання, знаходять широке застосування в автоматизованих системах управління технологічними процесами енергоблоків при їх експлуатації на діючих АЕС, для прогнозування зміни параметрів, функціональної діагностики, визначення надійності і залишкового ресурсу вузлів, оптимізації режимів роботи парогенераторів.

З метою створення уніфікованої програми, в яку входять різноманітні модифікації теплових і гідравлічних розрахунків, як правило, розробляється комплекс програмних модулів, з яких можна зібрати за допомогою керуючої програми, саме такий комплект програм, який необхідний для вирішення даного конкретного завдання. Позитивною стороною модульної організації програм є можливість їх швидкого коректування при змінах мети і деталізації розрахунків шляхом зміни початкових даних в модулях або їх заміни.

Розглянемо методики математичного моделювання теплових і гідравлічних процесів в парогенераторах АЕС і модульні програми їх розрахунків в одновимірній постановці на прикладі парогенератора з протитечійним (прямотечієвим) взаємним рухом теплоносія і робочої речовини.

Для парогенераторів з протитечієвим або з прямотечієвим взаємним рухом теплоносія і робочої речовини (або з еквівалентним багатоходовим рухом) тепловий і гідравлічний розрахунки значною мірою зводяться до розрахунку одиночного парогенеруючого каналу. У сучасних математичних моделях у разі одновимірної розрахункової постановки завдання теплообмінні і гідравлічні процеси в парогенеруючому каналі описуються, в основному, набором залежностей, наведених нижче.

Рівняння балансу теплоти в парогенеруючому каналі:

$$G_1 \int_{t_0}^{t_1} c_p dt = \pi d_{\text{зовн}} \int_0^z q(z) dz ; \quad (7.81)$$

$$G_1 \int_{t_0}^{t_1} c_p dt = G_2 (i - i_0) . \quad (7.82)$$

Рівняння теплопередачі в парогенеруючому каналі:

$$q = k(t_1 - t_2) ; \quad (7.83)$$

$$\frac{1}{k} = \frac{1}{\alpha_1} + R_{\text{ст}} + R_{\text{ок}} + R_{\text{відкл}} + \frac{1}{\alpha_2} . \quad (7.84)$$

Рівняння для визначення тиску і гідравлічних опорів в парогенеруючому каналі по трактах теплоносія і робочої речовини:

$$P = P_0 \pm \sum \Delta P_{\text{м}} \pm \int_0^z (dP / dz)_0 dz , \quad (7.85)$$

$$\text{де} \quad (dP / dz)_0 = (\partial P / \partial z)_{\text{т}} + (\partial P / \partial z)_{\text{приск}} \pm (\partial P / \partial z)_{\text{нів}} . \quad (7.86)$$

Залежності зв'язку температур живильної води $t_{\text{ж.в}}$ і пари $t_{\text{п}}$ з їх ентальпіями $i_{\text{ж.в}}$, $i_{\text{п}}$ і тисками $P_{\text{ж.в}}$, $P_{\text{п}}$ в парогенеруючому каналі:

$$t_{\text{ж.в}} = f_1(i_{\text{ж.в}}, P_{\text{ж.в}}); \quad t_{\text{с}} = f_2(P_{\text{с}}); \quad t_{\text{п}} = f_3(i_{\text{п}}, P_{\text{п}}) . \quad (7.87)$$

Залежності, що визначають значення теплофізичних властивостей теплоносія, робочої речовини і конструкційних матеріалів у функціях від їх температури t і тиску P у парогенеруючому каналі:

$$\{\text{Властивості}\} = f_4(t, P) . \quad (7.88)$$

Залежності для розрахунків коефіцієнтів тепловіддачі з боків теплоносія α_1 і робочої речовини α_2 у функціях від визначальних їх параметрів в парогенеруючому каналі:

$$\alpha_1 = f_5 \text{ (параметри) ;} \quad (7.89)$$

$$\alpha_2 = f_6 \text{ (параметри) .} \quad (7.90)$$

Залежності для розрахунків коефіцієнтів гідравлічних опорів рухам потоків теплоносія і робочої речовини і дійсного об'ємного паровмісту пароводяної суміші у функціях від параметрів потоків в парогенеруючому каналі:

$$\xi = f_7 \text{ (параметри) ;} \quad (7.91)$$

$$\varphi = f_8 \text{ (параметри) .} \quad (7.92)$$

Залежності, що визначають межі режимів теплообміну з боку живильної води і пари в парогенеруючому каналі:

$$F(q, x, \rho w, p \dots) = 0 . \quad (7.93)$$

У наведених залежностях відсутні величини, пов'язані з втратами теплоти в навколишнє середовище і дисипацією енергії. При необхідності вони можуть бути введені в рівняння (7.81), (7.82).

У математичній моделі залежності вигляду (7.81)÷(7.93) визначають розв'язок одновимірної задачі теплового і гідравлічного розрахунків парогенератора будь-якої конструкції при конкретизації рівнянь (7.87)÷(7.93). Останні є або адекватним описом таблиць термодинамічних і теплофізичних властивостей речовин і матеріалів (рівняння (7.87), (7.88)), або емпіричними чи напівемпіричними залежностями (рівняння (7.91)÷(7.93)). Конкретний вигляд рівнянь (7.87)÷(7.93) залежить від типу і конструктивних особливостей парогенераторів, параметрів і видів використовуваних теплоносіїв і робочих речовин, вживаних конструкційних матеріалів, режимних чинників експлуатації.

Для розв'язання в математичній моделі системи рівнянь (7.81)÷(7.93) використовується інтервально-ітераційний метод. За незалежну змінну приймається температура теплоносія на вході в парогенеруючий канал t_1 . Діапазон її повної зміни в каналі до температури виходу t_2 розбивається на N інтервалів δt_{1i} , визначуваних вузлами розбиття T_i , де $i = 0, 1, 2, \dots, k$ – номер вузла. Вважаючи, що густина теплового потоку усередині інтерва-

лів змінюється лінійно, і вводячи для значень питомої ізобарної теплоємності теплоносія і густини теплового потоку позначення

$$c_{p_{i,(i-1)}} = c_p^{\text{cep}} \text{ (за інтервалом } t_1, t_{(i-1)}) , \quad (7.94)$$

$$q_{i,(i-1)} = 0,5(q_i + q_{i-1}) , \quad (7.95)$$

можна записати рівняння (7.81) і (7.82) у вигляді

$$z_i = \sum_{k=1}^i \delta z_k = \frac{G_1}{\pi d_{\text{в}}} \sum_{k=1}^i \frac{c_{p_{k,(k-1)}} \delta t_{1k}}{q_{k,(k-1)}} ; \quad (7.96)$$

$$i_i = i_0 + \sum_{k=1}^i \delta i_k = i_0 + \frac{G_1}{G_2} \sum_{k=1}^i c_{p_{k,(k-1)}} \delta t_{1k} . \quad (7.97)$$

Вважаючи dP/dz постійною величиною усередині інтервалу, що розглядається, рівняння (7.85) записується у вигляді

$$P_i = P_0 - \sum_{k=0}^i \delta P_k = P_0 - \sum_{k=1}^i \left(\frac{dP}{dz} \right)_{k-1} \delta z_k + \sum_{k=0}^i \Delta P_{\text{м}} \delta_{jk} , \quad (7.98)$$

де j – номер вузла, відповідного до елемента тракту, що має місцевий гідравлічний опір ΔP_i ; $\delta_{jk} = 0$ при $j \neq k$ і $\delta_{jk} = 1$ при $j = k$;

$$\delta z_k = \frac{G_1}{\pi d_{\text{вн}}} \frac{c_{p_{k,(k-1)}}}{q_{k,(k-1)}} \delta t_{1k} . \quad (7.99)$$

Розрахунок проводиться послідовно, від вузла до вузла. Для кожного вузла, знаючи t_{1i} , за рівняннями (7.87) і (7.97) розраховуються відповідні значення t_{2i} . Потім визначаються величини α_{1i} , α_{2i} , $R_{\text{ст}i}$, $R_{\text{відкл}i}$, $R_{\text{ок}i}$, k_i , q_i , $t_{\text{ст}i}$, (dP/dz) . Оскільки рівняння (7.88)÷(7.93), що визначають ці величини, нелінійні, розрахунок проводиться методом послідовних наближень із заданою точністю збіжності по густині теплового потоку, тобто до виконання умови

$$\left| \frac{q_i^{h+1} - q_i^h}{q_i^h} \right| \leq \varepsilon. \quad (7.100)$$

Верхні індекси у формулі (7.100) указують номер ітерації. За знайденими значеннями q_i та q_{i-1} з формул (7.96) і (7.98) знаходяться z_i і P_i .

Розрахунок закінчується після досягнення кінцевого вузла, тобто граничного значення температури теплоносія на виході з парогенеруючого каналу t_2 .

Наведений вище метод дає розв'язок задачі прямого конструктивного розрахунку теплових і гідравлічних процесів. Для вирішення оберненої задачі застосовуються інші методи розв'язання системи рівнянь (7.81)÷(7.93) і інші обчислювальні алгоритми. Розв'язок оберненої задачі може бути отриманий за допомогою проведення прямого розрахунку з введенням варіації одного з визначуваних параметрів. Можливі різні алгоритми пошуку розв'язку оберненої задачі. Наприклад, метод градієнтного пошуку розв'язку із заданою точністю збіжності по довжині каналу l . Але такий математичний метод недостатньо ефективний для розрахунку парогенеруючих каналів з малими температурними напорами, коли задовольнити умову

$$\left| 1 - l_{\text{розр}} / l_{\text{зад}} \right| \leq \varepsilon$$

практично неможливо через суперечність між реальною точністю розрахунку і заданою величиною ε . Зручніше задавати умову закінчення розрахунку у вигляді

$$l_{\text{розр}} \geq l_{\text{зад}}.$$

У цьому випадку точність розв'язку оберненої задачі повністю визначається кроком розрахункової схеми.

Логіко-структурну схему програми конструктивного теплогідравлічного розрахунку протічійного (прямотечійного) парогенератора, що забезпечує розв'язання систем рівнянь (7.81)÷(7.93), наведено на рис. 7.8. У цій програмі використані окремі підпрограми-модулі, що реалізують такі розрахунки: параметрів термодинамічних і теплофізичних властивостей води і водяної пари; параметрів термодинамічних і теплофізичних

властивостей теплоносія; коефіцієнтів лінійного розширення і теплопровідності конструкційних матеріалів; коефіцієнтів тепловіддачі з боку води і пари; коефіцієнтів тепловіддачі з боку теплоносія; термічного опору теплообмінних трубок; умов переходу до погіршеного теплообміну з боку води і пари; градієнтів тиску по трактах теплоносія і робочої речовини.

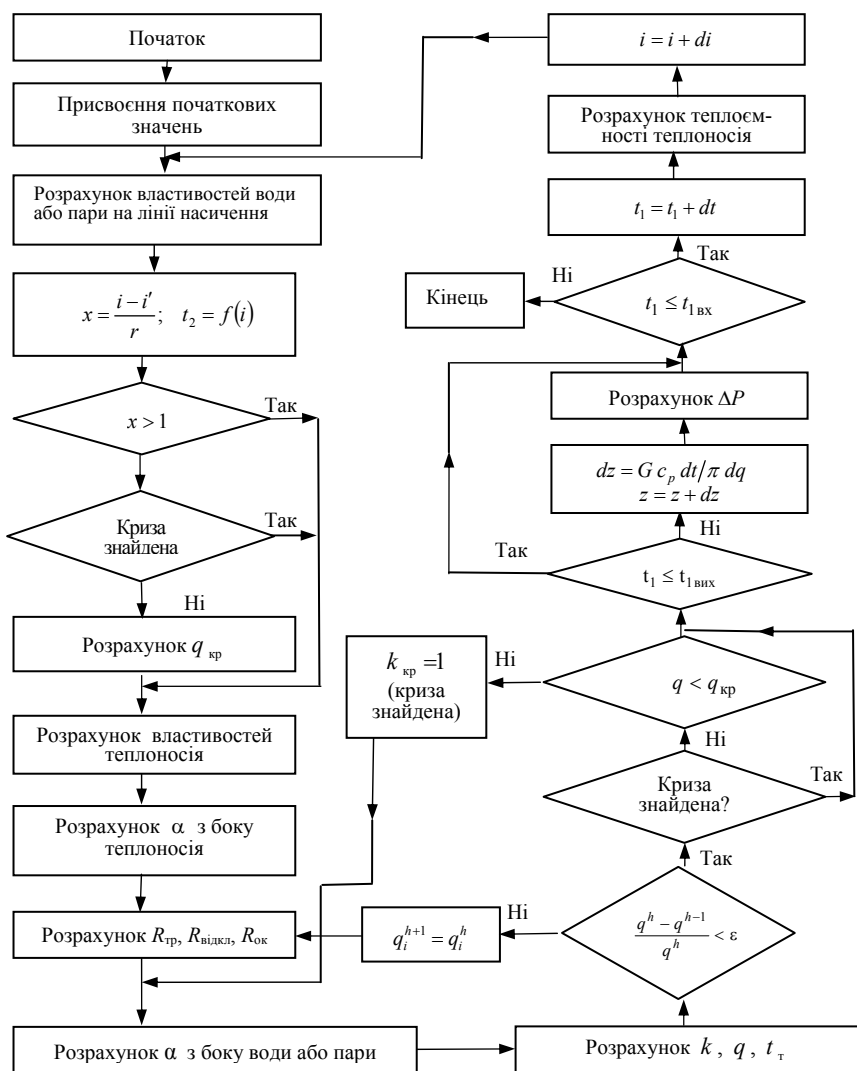
Кожна з підпрограм має свою внутрішню логічну структуру, що забезпечує вибір необхідних в даний момент розрахунку математичних співвідношень. Зокрема, при розрахунку коефіцієнтів тепловіддачі α_1 і α_2 необхідно враховувати відмінності в режимах теплотязому в різних елементах (зонах поверхні теплообміну) парогенератора.

Цій умові при математичному моделюванні якнайповніше відповідає методика розбиття парогенератора на такі зони:

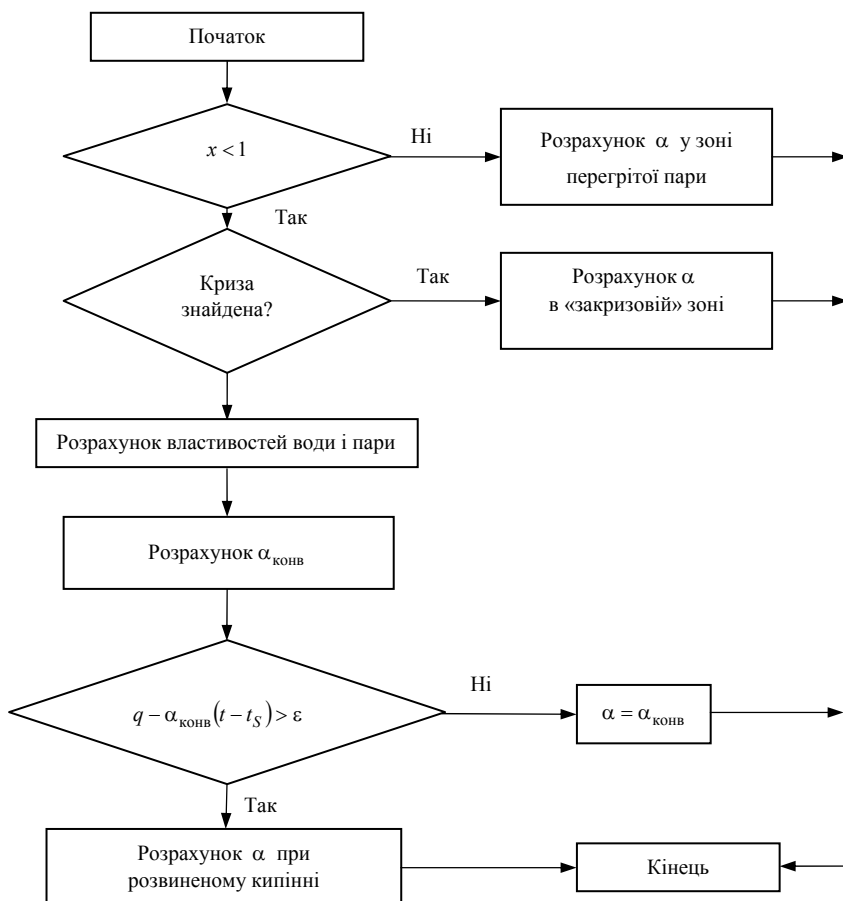
- економайзерна зона: $Nu = F_1 (Re, Pr, t_{ст})$; область існування зони: $t_{ст} < t_S$;
- зона кипіння підігрітої рідини (поверхневого кипіння): $\alpha = \alpha (\alpha_{п.к}, \alpha_{кип}, \Delta t)$; область існування зони: $x < 0$; $t_{ст} > t_S$;
- зона розвинуеного кипіння пароводяної суміші: $\alpha = \alpha (q, P, \rho w, x)$; область існування зони: $0 < x < x_{кр}$;
- «закризова» зона погіршеного теплообміну: $\alpha = \alpha (q, P, \rho w, x)$; область існування зони: $x_{кр} < x < 1$;
- зона перегріву пари: $Nu = F_2 (Re, Pr, t_{ст})$; область існування зони: $x > 1$.

Такому розбиттю на зони відповідає, наприклад, логіко-структурна схема підпрограми модуля розрахунків коефіцієнтів тепловіддачі з боку води і пара, наведена на рис. 7.9, яка входить окремим блоком в програму теплогидравлічного розрахунку парогенератора (рис. 7.8).

Викладені методики математичного моделювання теплових і гідравлічних процесів і комп'ютерні програми їх розрахунків придатні для конструкцій парогенераторів, в яких схема взаємного руху теплоносія і робочої речовини є протитечійною або прямотечійною. Для конструкцій парогенераторів з складнішим взаємним рухом теплоносія і робочої речовини ці методики можуть бути використані лише з введенням поправкових коефіцієнтів.



Р и с . 7 . 8 . Логіко-структурна схема програми теплогідравлічного розрахунку парогенератора АЕС з протитічійною (прямотічійною) схемою взаємного руху теплоносія і робочої речовини



Р и с . 7 . 9 . Логіко-структурна схема підпрограми модуля розрахунків коефіцієнтів тепловіддачі з боку води і пари у парогенеруючих каналах парогенераторів АЕС

Глава 8

МЕТОДИКИ РОЗРАХУНКІВ ВУЗЛІВ І ЕЛЕМЕНТІВ КОНСТРУКЦІЙ ПАРОГЕНЕРАТОРІВ АЕС НА МІЦНІСТЬ І НАДІЙНІСТЬ

Для забезпечення надійної і безпечної експлуатації парогенераторів АЕС їх конструкції повинні тривалий час витримувати напруги, що виникають в окремих вузлах і елементах в результаті тиску потоків теплоносіїв і робочих речовин та їх мас, а також напруги, що виникають в результаті термічних деформацій матеріалів вузлів і елементів [1, 2, 3, 4]. При проектуванні парогенераторів АЕС спочатку вибираються конструкційні матеріали, а потім, на основі міцнісних розрахунків різних видів, визначаються форми і розміри вузлів і елементів, які забезпечують надійну і безпечну експлуатацію парогенераторів [5, 6, 7].

Існують такі основні види розрахунків вузлів і елементів конструкцій парогенераторів АЕС на міцність і надійність:

- розрахунок на міцність вузлів і елементів конструкцій з метою визначення граничних (максимальних) напруг або навантажень і порівняння їх з тими, що допускаються;
- розрахунок на стійкість вузлів і елементів конструкцій під дією стискуючих навантажень;
- розрахунок на жорсткість і компенсуючу здатність вузлів і елементів конструкцій з метою визначення максимальних деформацій в деталях, порівняння їх з тими, що допускаються, і вибору необхідних компенсаційних пристроїв;
- розрахунок термічної напруги і деформацій у вузлах і елементах з метою оцінки їх впливу на надійність і працездатність конструкцій;
- розрахунок на вібрацію трубних систем поверхонь теплообміну з метою визначення максимальних амплітуд коливань трубок і їх впливу на вібраційні характеристики трубок (власні частоти коливань) і на надійність конструкцій поверхонь теплообміну в цілому.

8.1. Загальні положення розрахунків на міцність вузлів і елементів конструкцій парогенераторів АЕС

Розрахунки на міцність вузлів і елементів конструкцій парогенераторів АЕС в процесі проектування підрозділяються на прямі (конструктивні) і перевіірочні [8]. При прямих розрахунках визначається товщина стінок вузлів і елементів конструкцій, висота їх фланців та інші так звані міцні розміри. Перевіірочні розрахунки проводяться для визначення значень робочих навантажень, що допускаються, приведеної напруги або ж деформацій конструкцій, основні конструктивні розміри яких вже задані.

Для більшості вузлів і елементів конструкцій парогенераторів АЕС основні напруги, що виникають в них, є наслідком рівномірного внутрішнього або зовнішнього тиску. Проте у ряді випадків, вузли і елементи конструкцій парогенераторів АЕС можуть зазнавати ще і дії додаткових навантажень (вагові навантаження, зусилля і моменти, що виникають через неоднакове теплове розширення різних частин парогенератора, та інші). Напруги, викликані додатковими навантаженнями, можуть іноді перевищувати за величиною основну напругу. Їх можна знизити установкою додаткових опор чи то компенсаторів або зміною конфігурацій конструкцій. Іноді для зниження напруги від додаткових навантажень доцільно збільшувати товщину стінок елементів конструкцій, що розраховуються.

Перш ніж приступати до розрахунку на міцність вузлів і елементів конструкцій парогенераторів АЕС, необхідно спочатку визначити характер зовнішніх навантажень на них (постійне або циклічне навантаження) і деформаційну здатність їх конструкційних матеріалів (пластичний матеріал, крихкий матеріал або з обмеженою пластичністю), а потім вибрати метод їх розрахунку на міцність.

Існують два методи розрахунку на міцність: за граничними (максимальними) напругами і за граничними (максимальними) навантаженнями. З розрахунку на міцність за граничними напругами межею несучої здатності вузлів і елементів конструкцій є досягнення будь-яким переїзом якої-небудь їх деталі межі текучості, тобто початку пластичної деформації. У розрахунку за граничними навантаженнями за небезпечне береться напруга, що викликає загальну пластичну деформацію всього навантаженого вузла або елемента конструкції. Величина максимально допустимої сили при розрахунку за граничними навантаженнями завжди більша від такої при розрахунку за граничними напругами.

Більшість вузлів і елементів конструкцій парогенераторів АЕС в процесі експлуатації знаходяться, як правило, під дією постійних зовнішніх навантажень на них і виготовляються з пластичних матеріалів. Кількість змін температурних режимів експлуатації за термін служби парогенераторів, визначувана, в основному, кількістю пусків і зупинок енергоблоків АЕС, відносно невелика. Це дозволяє для більшості вузлів і елементів конструкцій парогенераторів АЕС об'єктивніше оцінювати їх міцнісні характеристики за допомогою методу розрахунку на міцність за граничними навантаженнями, що, у свою чергу, сприяє зменшенню витрати конструкційних матеріалів на їх виготовлення.

Проте метод розрахунку на міцність за граничними навантаженнями не можна застосовувати для тих вузлів і елементів конструкцій парогенераторів АЕС, зовнішнє навантаження на яких носить циклічний характер, а також для розрахунку на міцність вузлів і елементів, виготовлених з крихких матеріалів, руйнування яких настає без помітної пластичної деформації. Такі вузли і елементи конструкцій парогенераторів АЕС розраховуються на міцність за методом граничних напруг. В цьому випадку, якщо для вузлів або елементів конструкцій парогенераторів небезпечні втрата їх стійкості або сильне спотворення їх форми, за граничну величину напруги, за якою вибирається допустима напруга, приймається межа текучості; якщо для них небезпечне тільки руйнування, то за граничну величину напруги береться межа міцності.

Розрахунок на міцність вузлів і елементів конструкцій парогенераторів АЕС виконується в такій послідовності.

1. Уточнюються конструктивні розміри і форми вузлів і елементів конструкцій парогенераторів, що підлягають розрахунку на міцність.

2. На підставі теплового і гідравлічного розрахунків вузлів і елементів конструкцій парогенераторів визначається вид, характер і величини основного і додаткового навантажень, а також значення робочих температур.

3. Відповідно до умов роботи вузлів і елементів конструкцій парогенераторів, що розраховуються, вибираються конструкційні матеріали на основі аналізу їх характеристик: міцнісних і корозійних властивостей, термоміцності (жароміцності) та інших.

4. Складаються схеми розрахунків для вузлів і елементів конструкцій парогенераторів, що розраховуються, з урахуванням діючих навантажень, температур і тисків робочих речовин.

5. Для вибраних конструкційних матеріалів вузлів і елементів конструкцій парогенераторів визначаються значення їх фізичних і пружних постійних, міцнісних характеристик і інших, необхідних для розрахунків величин.

6. Визначаються основні допустимі напруги, виходячи з властивостей вибраних конструкційних матеріалів і умов роботи вузлів і елементів конструкцій парогенераторів, що розраховуються.

7. Визначаються значення коефіцієнтів міцності зварних швів вузлів і елементів парогенераторів, що розраховуються, залежно від конструкцій з'єднання їх деталей і способів зварювання.

8. Вибирається метод розрахунку на міцність вузлів і елементів конструкцій парогенераторів залежно від властивостей їх матеріалів і характеру зовнішніх навантажень на них.

9. Визначаються розрахункові значення міцних розмірів деталей вузлів і елементів конструкцій парогенераторів.

10. Визначаються різні коефіцієнти запасу міцності і поправки до розрахункових значень міцних розмірів деталей вузлів і елементів конструкцій парогенераторів (наприклад, величина надбавки на корозію матеріалу, величина допуску на виготовлення та інші) і обчислюються дійсні міцні розміри деталей вузлів і елементів.

11. У разі потреби обчислюється максимально допустиме значення пробного гідравлічного тиску.

12. Округляються (у більшу сторону) дійсні міцні розміри деталей вузлів і елементів конструкцій парогенераторів до стандартних величин, прийнятих в технології їх виготовлення.

13. Визначаються величина і характер додаткових зовнішніх навантажень на вузли і елементи конструкцій парогенераторів і обчислюються додаткові напруги. При необхідності рекомендуються конструктивні заходи, що знижують цю напругу до допустимих значень.

Допустимі значення напруги при розрахунку на міцність вузлів і елементів конструкцій парогенераторів визначаються за формулою

$$\sigma_{\text{доп}} = \eta \sigma_{\text{доп}}^* , \quad (8.1)$$

де $\sigma_{\text{доп}}^*$ — номінальна допустима напруга для даного конструкційного матеріалу, МПа, η — поправковий коефіцієнт для забезпечення запасу міцності, що враховує конструктивні особливості і умови експлуатації

вузлів і елементів конструкцій парогенераторів, що розраховуються, і застосовуваний метод розрахунку на міцність.

Номінальна допустима напруга для конструкційних матеріалів $\sigma_{\text{доп}}^*$ залежно від їх розрахункової температури визначається як найменше значення з таких величин:

$$\sigma_{\text{доп}}^* \leq \frac{\sigma_{\text{Т}}^t}{n_{\text{Т}}}; \quad \sigma_{\text{доп}}^* \leq \frac{\sigma_{\text{В}}^t}{n_{\text{В}}}; \quad \sigma_{\text{доп}}^* \leq \frac{\sigma_{\text{Т.М}}^t}{n_{\text{Т.М}}}, \quad (8.2)$$

де $\sigma_{\text{Т}}^t$ – умовна межа текучості при розтягуванні при розрахунковій температурі, МПа; $\sigma_{\text{В}}^t$ – межа міцності при розтягуванні при розрахунковій температурі, МПа; $\sigma_{\text{Т.М}}^t$ – умовна межа тривалої міцності при розтягуванні при розрахунковій температурі, МПа; $n_{\text{Т}}$, $n_{\text{В}}$, $n_{\text{Т.М}}$ – відповідно коефіцієнти запасу міцності щодо межі текучості, межі міцності і межі тривалої міцності. Межа тривалої міцності для вуглецевих сталей враховується при їх розрахунковій температурі, що дорівнює або вище 420 °С; для низьколегованих сталей – при їх розрахунковій температурі, що дорівнює або вище 470 °С; для аустенітних нержавіючих сталей – при їх розрахунковій температурі, що дорівнює або вище 550 °С.

У табл. 8.1 наведено номінальну допустиму напругу для деяких конструкційних сталей залежно від їх розрахункової температури.

Для додаткового контролю (особливо при використанні нових конструкційних матеріалів при високих температурах) необхідно зіставляти отримане із співвідношень (8.2) значення $\sigma_{\text{доп}}^*$ з умовною межею повзучості матеріалу, виходячи з умови

$$\sigma_{\text{доп}}^* \leq \sigma_{\text{П}}. \quad (8.3)$$

Вибір коефіцієнтів запасу міцності $n_{\text{Т}}$, $n_{\text{В}}$, $n_{\text{Т.М}}$ визначається багатьма чинниками, зокрема, ступенем відповідальності і призначенням вузлів і елементів конструкцій парогенераторів, умовами їх роботи, терміном служби і іншими. У більшості випадків коефіцієнти запасу міцності знаходяться в таких діапазонах:

$$n_{\text{Т}} = 1,5 \div 1,65; \quad n_{\text{В}} = 2,6 \div 3,0; \quad n_{\text{Т.М}} = 1,5 \div 2,0.$$

Таблиця 8.1

Номінальна допустима напруга конструкційних сталей

Розрахункова температура, °С	$\sigma_{\text{доп}}^*$, МПа							
	Ст.20	22К	16ГС	10Г2С1	15ГС	15ХМ	12Х1МФ	Х18Н10Т
20	147	170	170	177	185	153	173	146
250	132	150	145	164	165	152	166	125
300	119	140	134	153	153	142	159	120
320	114	136	130	148	145	141	159	120
340	109	130	125	141	137	140	152	116
360	103	125	120	135	129	139	149	114
380	97	120	115	128	121	138	147	112
400	92	115	110	120	113	137	145	111
420	86	110	105	118	102	135	141	110
500	34	102	100	116	100	103	126	104

8.2. Методика розрахунку на міцність елементів парогенераторів АЕС у вигляді циліндричних посудин

Методика розрахунку на міцність елементів парогенераторів АЕС у вигляді циліндричних тонкостінних посудин і циліндричних товстостінних посудин різна. Тонкостінними прийнято вважати циліндричні посудини, що мають відношення зовнішнього діаметра до внутрішнього $d_{\text{зовн}}/d_{\text{вн}} \leq 1,2$, а при $d_{\text{зовн}}/d_{\text{вн}} > 1,2$ циліндричні посудини вважаються за товстостінні.

У циліндричній тонкостінній посудині з внутрішнім надлишковим тиском P сила, що розтягує стінку посудини уздовж її осі, $F_{\text{ос}}$ складає величину $F_{\text{ос}} = P \cdot d_{\text{вн}} \cdot l$, а тангенціальна сила в стінці посудини F_t складає величину $F_t = 2\delta \cdot l \cdot \sigma_t$ (рис. 8.1), де P – внутрішній надлишковий

тиск в посудині, МПа; $d_{\text{вн}}$ – внутрішній діаметр посудини, мм; l – довжина посудини, мм; δ – товщина стінки посудини, мм; σ_t – тангенціальна нормальна напруга в стінці посудини, МПа.

У циліндричній тонкостінній посудині, розрахованій на надлишковий тиск P , ці сили рівні, тобто $F_{\text{ос}} = F_t$, тому

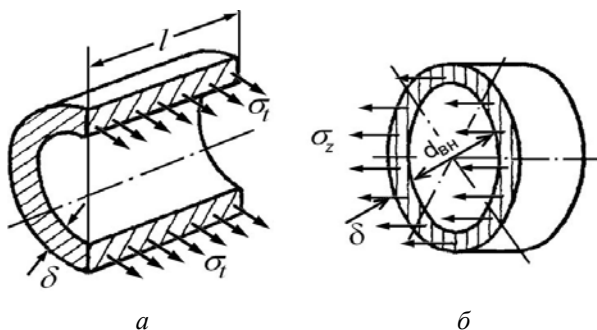
$$\sigma_t = \frac{P \cdot d_{\text{вн}}}{2\delta}. \quad (8.4)$$

Розтягуюча сила по осі посудини, що виникає в результаті надлишкового тиску на днищі посудини, $F'_{\text{ос}}$ складає величину $F'_{\text{ос}} = P \cdot \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2}{4}$.

Ця сила врівноважується осьовою напругою в поперечному перерізі посудини σ_z . У циліндричній тонкостінній посудині можна прийняти, що її середній діаметр $d_{\text{сер}}$ дорівнює внутрішньому $d_{\text{вн}}$ і тоді врівноважуюча сила становить $F_{\text{врів}} = \sigma_z \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot \delta$.

Отже, осьова напруга складає величину

$$\sigma_z = \frac{P \cdot d_{\text{вн}}}{4\delta}. \quad (8.5)$$



Р и с . 8 . 1 . Напруги у посудині з внутрішнім тиском:

a – тангенціальна; b – осьова

Із співвідношень (8.4) і (8.5) видно, що тангенціальна напруга σ_t в циліндричній тонкостінній посудині в два рази більша від осьової напруги σ_z .

Вертикальні циліндричні тонкостінні посудини, що мають внутрішній надлишковий тиск P і завантажені теплоносієм, робочою речовиною і технологічними матеріалами загальною масою M , що утворює силу тяжіння P_m , мають бути перевірені на розрив в поперечному перерізі. На підставі рівняння стану рівноваги посудин можна записати:

$$P_m + \frac{P \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}}^2}{4} = \pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot \delta \cdot \sigma_{\text{доп}},$$

звідки

$$\delta = \frac{P \cdot d_{\text{вн}}}{4\sigma_{\text{доп}}} + \frac{P_m}{\pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot \sigma_{\text{доп}}}. \quad (8.6)$$

З рівняння (8.6) видно, що для вертикальних циліндричних тонкостінних посудин, що знаходяться під дією внутрішнього надлишкового тиску P і сили тяжіння P_m , повинне витримуватися таке співвідношення:

$$\sigma_{\text{доп}} \geq \frac{P \cdot d_{\text{вн}}}{4\delta} + \frac{P_m}{\pi \cdot d_{\text{вн}} \cdot \delta}. \quad (8.7)$$

Величина допустимої напруги $\sigma_{\text{доп}}$ визначається за формулою (8.1), в якій поправковий коефіцієнт η вибирається відповідно до даних, наведених в табл. 8.2.

Розрахункові товщини стінок циліндричних тонкостінних посудин, що знаходяться під дією внутрішнього надлишкового тиску P , визначаються за формулою

$$\delta = \frac{P_p \cdot d_{\text{вн}}}{2\varphi \cdot \sigma_{\text{доп}}^* + P_p} + C, \quad (8.8)$$

де $P_p = 1,125 \cdot P$ – розрахунковий надлишковий тиск в посудині, МПа;
 φ – коефіцієнт міцності стінок посудини, ослаблених зварними швами (коефіцієнт міцності зварних швів): при двосторонньому суцільному

автоматичному дуговому електрозварюванні швів $\phi = 1$; при двосторонньому суцільному ручному зварюванні швів $\phi = 0,95$; при односторонньому суцільному ручному зварюванні швів $\phi = 0,9$; C – величина, що додається як запас до розрахункової товщини стінок посудини, яка враховує корозію металу стінок і технологічні відхилення від номінальних значень товщини металевих листів, призначених для стінок посудини при їх виготовленні: для посудин, виготовлених у вигляді трубок, $C \geq 0,5$ мм; для посудин, виготовлених у вигляді корпусів з металевих листів товщиною $\delta \geq 20$ мм, $C = 1$ мм; для посудин, призначених для роботи в агресивному середовищі, $C = 2 \div 6$ мм.

Т а б л и ц я 8.2

Рекомендовані величини поправкового коефіцієнта запасу міцності η для визначення значень допустимої напруги $\sigma_{\text{доп}}$ у елементах парогенераторів АЕС у вигляді циліндричних тонкостінних посудин

Елементи парогенераторів АЕС у вигляді циліндричних тонкостінних посудин	η
Посудини безшовні або зварні без отворів або з отворами для приварювання штуцерів:	
а) що не обігріваються	1,0
б) що обігріваються	0,9
Ті ж посудини, але з отворами для розвальцьовування трубок:	
а) що не обігріваються	0,95
б) що обігріваються	0,85
Трубки теплообмінних поверхонь нагріву	1,0
Трубопроводи	0,85
Днища опуклі:	
а) глухі	1,0
б) з лазами або з іншими неукріпленими отворами	0,95
Днища плоскі приварні	0,8

При гідравлічному випробуванні циліндричних тонкостінних посудин, що знаходяться під дією внутрішнього надлишкового тиску P , величина пробного тиску P_r не повинна перевищувати такі величини:

$$P_{\Gamma} \leq \frac{240(\delta - C)\varphi\sigma_{\text{доп}}^*}{d_{\text{зовн}} - (\delta - C)} \quad \text{при} \quad \frac{\delta - C}{d_{\text{зовн}}} \leq 0,13 \quad (8.9)$$

і

$$P_{\Gamma} \leq \frac{315(\delta - C)[d_{\text{зовн}} - (\delta - C)]\varphi\sigma_{\text{доп}}^*}{d_{\text{зовн}}} \quad \text{при} \quad \frac{\delta - C}{d_{\text{зовн}}} > 0,13, \quad (8.10)$$

де $\sigma_{\text{доп}}^*$ – допустима напруга при 20 °С (табл. 8.1).

Товщина стінок циліндричних тонкостінних посудин, що знаходяться під дією зовнішнього тиску, розраховується за формулою

$$\delta = 0,47 \frac{d_{\text{вн}}}{100} \left(\frac{P}{10^6 E^t} \frac{l}{d_{\text{вн}}} \right)^{0,4} + C, \quad (8.11)$$

де l – розрахункова довжина технологічної обичайки, з якої виготовлена стінка посудини, що дорівнює сумі довжини кожуха і перехідної циліндричної довжини кришки посудини; E^t – модуль пружності першого роду при розрахунковій температурі, який залежить від марки сталі, вживаної як конструкційний матеріал (табл. 8.3).

Визначені за формулами (8.8), (8.11) товщини стінок циліндричних тонкостінних посудин округляються до більшого значення сортamentів відповідної металопродукції, що виготовляються в промисловості (трубок, листів).

Таблиця 8.3

Модулі пружності першого роду E^t деяких конструкційних сталей

Розрахункова температура, °С	E^t , МПа				
	Ст.20	16М	12МХ	15ХМ	X18Н9Т
20	202000	204000	210500	208500	202000
200	179000	195000	203000	202000	193000
300	175000	192000	200500	199000	185000
400	161000	189000	192000	190000	177000
450	137000	160500	173700	171600	170000

У циліндричних товстостінних посудинах, що виготовлені з пластичних металів і знаходяться під дією внутрішнього надлишкового тиску P , при зростанні внутрішнього тиску в пластичний стан насамперед переходить метал на внутрішній поверхні їх стінок. Далі, у міру навантаження, в пластичний стан переходять наступні шари металу. Поступово під дією збільшення внутрішнього надлишкового тиску в ході пластичної плинності металу відносні деформації на зовнішній поверхні стінок циліндричних товстостінних посудин стають більшими від відносних деформацій на внутрішній поверхні стінок, і руйнування таких посудин починається на зовнішній поверхні їх стінок. Перехід в пластичний стан металу тільки внутрішніх шарів стінок циліндричних товстостінних посудин, що знаходяться під дією внутрішнього надлишкового тиску, при збереженні пружності зовнішніх шарів стінок не становить великої небезпеки. Проте небезпечні випадки, коли всі шари перерізу по товщині стінок переходять в пластичний стан, званий граничним. Досягши такого граничного стану тангенціальна напружка σ_t вирівнюється по товщині стінок посудин.

Для розрахунку товщини стінок циліндричних товстостінних посудин, що знаходяться під дією внутрішнього надлишкового тиску P , застосовується формула

$$\delta = \frac{P_p \cdot d_{\text{вн}}}{230 \sigma_{\text{доп}}^* - P_p} + C, \quad (8.12)$$

у якій $P_p = 1,125 \cdot P$, а величина C набуває значень, аналогічних значенням для формули (8.8).

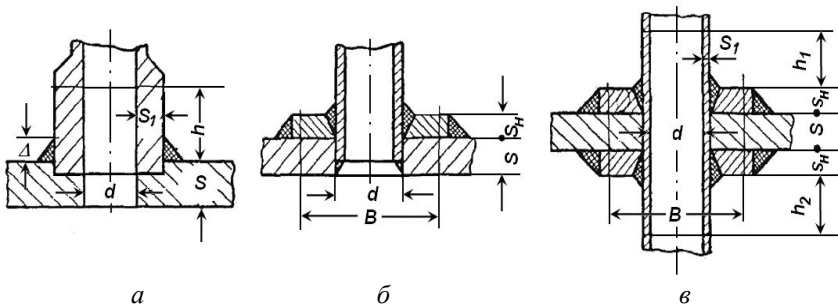
Отвори, що висвердлюються або вирізуються під штуцери, оглядові люки і лази в корпусах циліндричних товстостінних посудин, що знаходяться під дією внутрішнього надлишкового тиску P , послаблюють їх міцність. Найбільші (граничні) діаметри отворів $d_{\text{гран}}$, які можна проектувати і виготовляти в циліндричних товстостінних посудинах без спеціальних зміцнень, визначаються за такими формулами:

$$d_{\text{гран}} = 1,2 \left(\frac{4}{3\varphi_0} - 1 \right) \sqrt{(d_{\text{вн}} + \delta)(\delta - C)} \quad \text{при } \varphi_0 \leq 0,5; \quad (8.13)$$

$$d_{\text{гран}} = 2 \left(\frac{1}{\varphi_0} - 1 \right) \sqrt{(d_{\text{вн}} + \delta)(\delta - C)}, \quad \text{при } \varphi_0 > 0,5. \quad (8.14)$$

У формулах (8.13) і (8.14)
$$\varphi_0 = \frac{P_p \cdot (d_{\text{вн}} + (\delta - C))}{200(\delta - C) \cdot \sigma_{\text{доп}}^*}.$$

Якщо внутрішній діаметр отворів в циліндричних товстостінних посудинах перевищує 50 мм (наприклад, для приварювання патрубків трубопроводів), то ці отвори необхідно укріплювати. Укріплення отворів забезпечується спеціальними накладками або посиленими штуцерами. Укріпні накладки можуть бути зовнішніми і внутрішніми (рис. 8.2). Діаметри накладок зазвичай не перевищують двох діаметрів укріплюваних отворів.



Р и с . 8 . 2 . Варіанти укріплення отворів:

a – за допомогою штуцера, $h \leq 2,5S_1$, $h \leq 2,5S$;

б – за допомогою накладки, $B \leq 2,5d$;

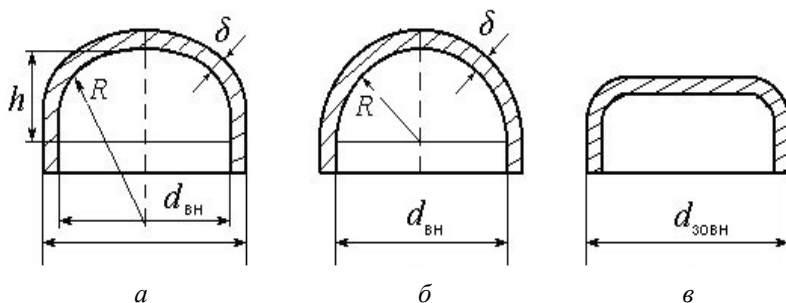
в – за допомогою штуцера і накладки, $B \leq 2,5d$, $h_1 + S_n \leq 2,5S_1$

8.3. Методика розрахунку на міцність кришок і днищ вузлів і елементів парогенераторів АЕС

Форми кришок і днищ вузлів і елементів парогенераторів АЕС у вигляді посудин, що знаходяться під дією внутрішнього надлишкового тиску P , бувають різними: еліптичними, сферичними, коробчастими, конічними, плоскими (рис. 8.3). Найпоширенішими з них є еліптичні днища (рис. 8.3, *a*), з яких найміцнішими є ті, форми перерізу яких утво-

рюються половиною еліпса з великою віссю, що дорівнює діаметру корпусу посудини $D = 2R$, і з малою віссю, що дорівнює $2h$, де h – висота опуклої частини днища.

Сферичні днища (рис. 8.3, б) мають найменшу розрахункову товщину за інших рівних умов. Такі днища найчастіше виготовляються шляхом зварювання штампованих сферичних сегментів і секторів, оскільки вони важко штамнуються цілком.



Р и с . 8 . 3 . Форми кришок і днищ вузлів і елементів парогенераторів АЕС:
а – еліптична; б – сферична; в – коробчаста

Номінальна товщина δ опуклих глухих днищ або днищ, що мають неукріплені отвори еліптичної і сферичної форм для посудин, що знаходяться під дією внутрішнього надлишкового тиску P , визначаються за формулою

$$\delta \geq \frac{P_p \cdot d_{\text{вн}}}{\left(400Z\sigma_{\text{доп}}^* - P_p\right)} \cdot \frac{d_{\text{вн}}}{2h} + C, \quad (8.15)$$

де $P_p = 1,125 \cdot P$; $h \geq 0,2 \cdot d_{\text{вн}}$ – висота опуклої частини днища.

У формулі (8.15) коефіцієнт Z набуває значень або розраховується за формулами, наведеними нижче.

Для глухих днищ і днищ з повністю укріпленими отворами $Z = 1$.

Для днищ з неукріпленими отворами, що мають максимальний діаметр d :

$$Z = 1 \quad \text{при} \quad \frac{d}{\sqrt{d_{\text{вн}}(\delta - C)}} < 0,4; \quad (8.16)$$

$$Z = \frac{2}{1,25 \frac{d}{\sqrt{d_{\text{вн}}(\delta - C)}} + 1,5} \quad \text{при} \quad 0,4 \leq \frac{d}{\sqrt{d_{\text{вн}}(\delta - C)}} \leq 2; \quad (8.17)$$

$$Z = \frac{2}{\frac{d}{\sqrt{d_{\text{вн}}(\delta - C)}} + 2} \quad \text{при} \quad \frac{d}{\sqrt{d_{\text{вн}}(\delta - C)}} > 2. \quad (8.18)$$

Для отворів овальної форми як d приймається розмір їх найбільшої осі.

При $h > 0,3d_{\text{вн}}$ напруги в днищах менші, ніж в циліндричній частині посудин, що знаходяться під дією внутрішнього надлишкового тиску. Тому саме в днищах часто проектується люки і лази. Днища з укріпленими отворами розраховуються як глухі. Відштамповані борти отворів для лазу укріпленнями не вважаються. За наявності в днищах двох і більше отворів відстань між цими отворами має бути не менша від величини діаметра меншого отвору. Допустимі напруги $\sigma_{\text{доп}}^*$ для литих сталевих опуклих днищ еліптичної форми, номінальна товщина яких розраховується за формулою (8.15), вибираються в 1,4 разу меншими, ніж для штампованих днищ.

Найбільші допустимі (граничні) діаметри неукріплених отворів в опуклих днищах $d_{\text{гран}}$ визначаються за такими формулами:

$$\left. \begin{aligned} d_{\text{гран}} &= 0,4\sqrt{d_{\text{вн}}(\delta - C)} \quad \text{при } Z_0 = 1; \\ d_{\text{гран}} &= 1,2 \left(\frac{4}{3Z_0} - 1 \right) \sqrt{d_{\text{вн}}(\delta - C)} \quad \text{при } 0,5 \leq Z_0 < 1,0; \\ d_{\text{гран}} &= 2 \left(\frac{1}{Z_0} - 1 \right) \sqrt{d_{\text{вн}}(\delta - C)} \quad \text{при } Z_0 < 0,5. \end{aligned} \right\} \quad (8.19)$$

Коефіцієнт Z_0 , що входить у формули (8.19), визначається як

$$Z_0 = \frac{P_p \left[d_{\text{вн}} + \frac{2h}{d_{\text{вн}}} (\delta - C) \right]}{400 \frac{2h}{d_{\text{вн}}} (\delta - C) \sigma_{\text{доп}}^*}. \quad (8.20)$$

Розрахунок товщини плоских приварних днищ δ_1 (рис. 8.4) без центрального отвору або з отвором розміром $d \leq 0,6 d_{\text{вн}}$ виконується за формулою

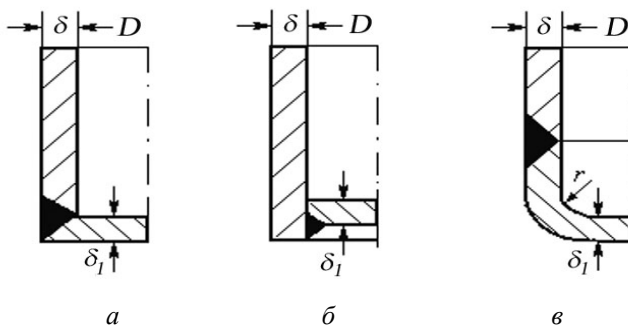
$$\delta_1 = \frac{0,93\delta}{1 - 0,43 \frac{d}{d_{\text{вн}}}} \sqrt{\frac{0,19P_p}{\sigma_{\text{доп}}^* 100} \left(\frac{d_{\text{вн}}}{\delta} \right)^2 - 1 + C}, \quad (8.21)$$

де δ – товщина стінки корпусу посудини, мм; d – діаметр отвору в днищі, мм; решта позначень ті ж, що і для еліптичних днищ.

Товщину плоских днищ, конструкції яких показані на рис. 8.4 і 8.5, також можна приблизно розрахувати за формулою

$$\delta = D \sqrt{\frac{K \cdot P_p}{100 \cdot \sigma_{\text{доп}}^*}} + C, \quad (8.22)$$

де D – розрахунковий діаметр днища, мм; K – коефіцієнт, що характеризує конструкцію днища.



Р и с . 8 . 4 – Способи приварювання плоских кришок і днищ до корпусів посудин і значення коефіцієнта K для них:

$a - K = 0,75$; $б - K = 0,5$; $в - r = 2,53, \delta \leq \delta_1, K = 0,85$

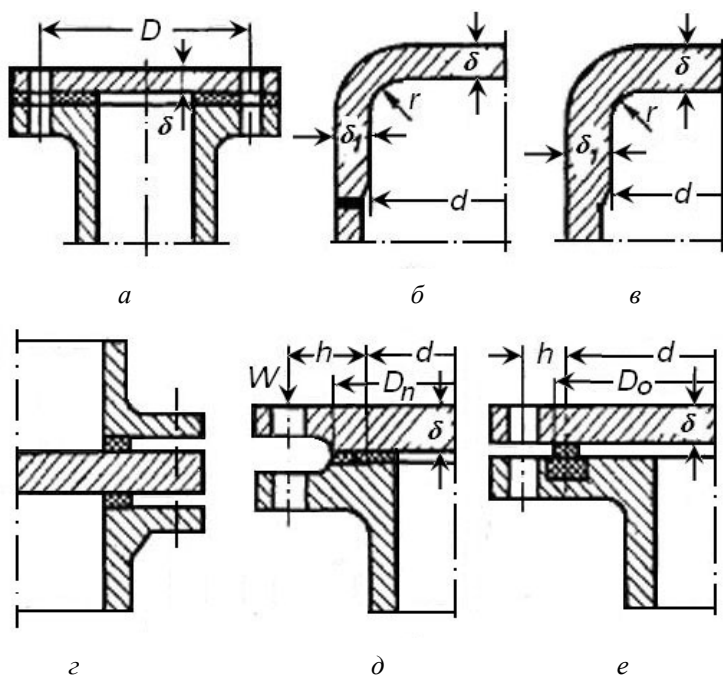


Рис. 8.5. Способи з'єднання плоских днищ з корпусом посудини:

a – на болтах при суцільній прокладці; *б* – приварне; *в* – виконане разом з обичайкою; *г* – днище-заглушка, затиснуте між фланцями; *д* – на болтах з прокладкою до болтів; *е* – на болтах з жорсткою прокладкою

Значення коефіцієнта K приймаються такими: для плоских приварних днищ і днищ, що прикріплюються до корпусу посудини по різі, він дорівнює 0,75 (рис. 8.4, *a*); для плоских зварюваних днищ – 0,5 (рис. 8.4, *б*); для днищ, що прикріплюються до корпусу посудини болтами при суцільній прокладці, – 0,16 (рис. 8.5, *a*); для плоских штампованих приварних днищ з відбортовкою з радіусом кривизни між стінкою і площиною не менше трьох товщин днища – 0,25 (рис. 8.5, *б*); для днищ-заглушок, жорстко затиснутих між двома фланцями, – 0,19 (рис. 8.5, *г*).

8.4. Методика розрахунку на міцність болтових фланцевих з'єднань вузлів і елементів парогенераторів АЕС

Болтові фланцеві з'єднання вузлів і елементів парогенераторів АЕС повинні забезпечувати щільність і міцність деталей, що сполучаються, зручність і швидкість їх збирання і розбирання, і бути простими і дешевими у виготовленні. Для створення щільності болтових фланцевих з'єднань між фланцями закладаються прокладки з різних ущільнювальних матеріалів: параніту, азбесту, прядива, картону, гуми і інших. При затягуванні болтів плоска прокладка стискується, заповнюючи найдрібніші нерівності на поверхнях деталей, що сполучаються, і створює необхідну щільність фланцевого з'єднання.

Метою розрахунку на міцність болтових фланцевих з'єднань вузлів і елементів парогенераторів АЕС є розрахунок зусиль, необхідних для затягування болтів, і визначення розмірів болтів, прокладок і фланців.

Зусилля, необхідне для первинного стискування прокладки при затягуванні болтів, $P'_{\text{пр}}$, розраховується за формулою

$$P'_{\text{пр}} = \pi \cdot b \cdot d_{\text{сер}} \cdot q_0, \quad (8.23)$$

де b – ефективна ширина прокладки, мм; $d_{\text{сер}}$ – середній діаметр кільця прокладки, мм; q_0 – питомий тиск на робочу поверхню прокладки, МПа.

У робочому стані прокладки зазвичай затягнуті нерівномірно по перерізу і по колу фланця. Для розрахунку прийнято брати деяку ефективну ширину прокладки b :

$$\begin{aligned} b &= b_0 \quad \text{при } b_0 \leq 10 \text{ мм;} \\ b &= \sqrt{b_0} \quad \text{при } b_0 > 10 \text{ мм,} \end{aligned} \quad (8.24)$$

де b_0 – дійсна ширина прокладки, мм.

Питомий тиск на робочу поверхню прокладки q_0 залежить від товщини, форми і матеріалу прокладок. Для паранітових і азбестових прокладок значення питомого тиску q_0 залежно від товщини прокладок S наведено в табл. 8.4.

Т а б л и ц я 8.4

Товщина і питомий тиск паранітових і азбестових прокладок
болтових фланцевих з'єднань

S , мм	0,4	0,8	1,2	1,6	2,0	2,4	2,8
q_0 , МПа	4000	2000	1600	1300	1200	1100	1050

Необхідно відзначити, що чим менша товщина прокладок, тим надійніша щільність з'єднань. У болтових фланцевих з'єднаннях вузлів і елементів парогенераторів АЕС зазвичай застосовуються паранітові прокладки завтовшки 1,5÷2,5 мм.

Необхідна щільність в болтовому фланцевому з'єднанні забезпечується при прикладенні зусилля

$$P''_{\text{пр}} = \pi \cdot b \cdot d_{\text{сер}} \cdot q, \quad (8.25)$$

де $q = mp$ – мінімальний питомий тиск на робочу поверхню прокладки, МПа: тут p – робочий тиск середовища в посудині, МПа; m – коефіцієнт, який для плоских прокладок фланців кришок і днищ дорівнює 1,2, а для плоских прокладок фланців трубопроводів – 1,5.

Зусилля на прокладку P , що створюється внутрішнім тиском середовища в посудині, розраховується як

$$P = \frac{\pi}{4} d_{\text{пр}}^2 p, \quad (8.26)$$

де $d_{\text{пр}}$ – зовнішній діаметр прокладки, мм.

Зусилля P'_6 , що передається на болти, приймається таким, що дорівнює найбільшому з нижченаведених значень:

$$\left. \begin{aligned} P'_6 &= P'_{\text{пр}}; \\ P'_6 &= P''_{\text{пр}} + 0,9p \end{aligned} \right\}. \quad (8.27)$$

У свою чергу, розрахункове зусилля в болтах P_6 приймається таким, що дорівнює найбільшій з величин:

$$\left. \begin{aligned} P_6 &= P''_{\text{пр}} + p; \\ P_6 &= P'_6 + 0,01p \end{aligned} \right\}. \quad (8.28)$$

Внутрішній діаметр різі болтів або шпильок фланцевого з'єднання $d_{\text{вн}}$ визначається за формулою

$$d_{\text{вн}} = 1,13 \sqrt{\frac{P_6}{z \cdot \sigma_6^t}}, \quad (8.29)$$

де z – кількість болтів, кратна чотирьом; $\sigma_6^t = k_6 \sigma_6^t$ – допустима напруга для матеріалу болтів, МПа. Значення поправкового коефіцієнта k_6 приймається залежно від зовнішніх діаметрів болтів d_6 (табл. 8.5).

Т а б л и ц я 8 . 5

Значення поправкових коефіцієнтів k_6 для болтів різних діаметрів

d_6 , мм	12	14	16	18	20	22	>22
k_6	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0

Значення умовних допустимих напруг для різних матеріалів болтів σ_6^t наведено в табл. 8.6, причому розрахункова температура матеріалів фланців і болтів приймається такою, що дорівнює розрахунковій температурі середовища в посудині.

Т а б л и ц я 8 . 6

Умовні допустимі напруги σ_6^t для болтів (шпильок), виготовлених з різних сталей

Розрахункова температура, °С	σ_6^t , МПа							
	Ст.3	Ст.20	Ст.25	Ст.30	Ст.35	Ст.40	30ХМА	25Х2МФА
20	900	1020	1 130	1200	1300	1400	2400	3000
100	860	970	1070	1150	1260	1340	2250	2800
200	830	930	1010	1100	1200	1300	2050	2750
250	810	900	970	1040	1070	1150	1950	2700
300	780	850	900	930	970	1010	1850	2600
350	690	740	800	830	860	890	1750	2450
375	640	690	750	770	800	830	1650	2300
400	600	640	700	720	750	770	1600	2100

Нормальний крок між осями болтів і шпильок складає $(3,5 \div 4,0) d_6$.

Для вузлів і елементів парогенераторів АЕС найчастіше застосовуються такі типи цілісних фланців: круглі фланці з пластичних матеріалів (плоскі і з конічною шийкою) і вільні фланці (рис. 8.6).

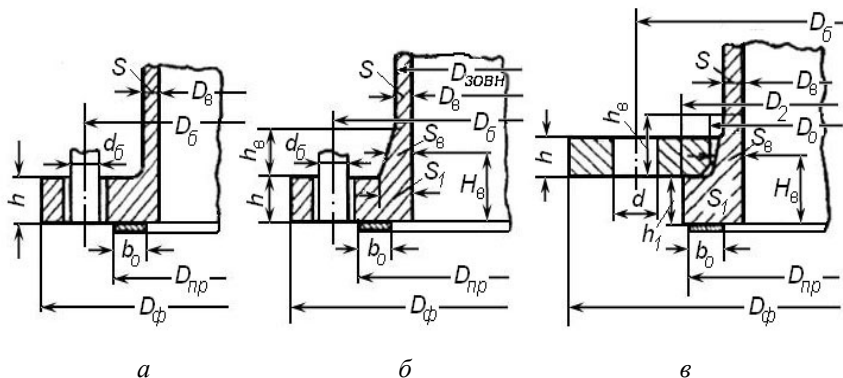


Рис. 8.6. Цілісні фланці:

a – плоский круглий без шийки; *б* – круглий з конічною шийкою (втулкою); *в* – вільний

Розглянемо порядок їх розрахунків.

Як розрахункова висота цілісних плоских круглих фланців без шийки з пластичних матеріалів приймається величина h (рис. 8.6, *a*), яка визначається за однією з таких формул:

$$h = \sqrt[3]{\frac{1}{E^t} \left[P_6 (D_6 - D_B - S - d_6) - 1,6 D_B \sigma_T^t S^2 \eta \right]}; \quad (8.30)$$

$$h = 1,19 \sqrt[3]{\frac{P_6 (D_6 - D_{пр} - d_6) (D_\phi + D_B)}{E^t z^2 \eta \Psi_d (D_\phi - D_B)}}; \quad (8.31)$$

$$h = \frac{0,84}{\sqrt{\frac{D_\phi - D_B}{D_6 - D_B - S} - \frac{D_\phi - D_6}{D_6}}} \sqrt{\frac{P_6}{\sigma_T^t \eta} - \frac{1,4 D_B S^2}{D_6 - D_B - S - d_6}}. \quad (8.32)$$

У формулах (8.30)÷(8.32) прийняті такі позначення: E^t – модуль пружності матеріалу фланця при розрахунковій температурі, МПа; σ_t^t – межа текучості матеріалу фланця при тій же розрахунковій температурі, МПа; P_6 – розрахункове зусилля в болтах, МПа; η – поправковий коефіцієнт (табл. 8.2); Ψ_d – допустимий кут викривлення фланцевого з'єднання в кільцевому напрямі: для прокладок з параніту $\Psi_d = 4,0 \cdot 10^{-4}$, для прокладок з гуми $\Psi_d = 3,0 \cdot 10^{-3}$, для металевих прокладок і безпрокладочних з'єднань $\Psi_d = 2,0 \cdot 10^{-5}$.

Інші величини, що входять у формули (8.30)÷(8.32), позначені на рис. 8.6, а. Тут D_ϕ – зовнішній діаметр фланця, мм; D_b – внутрішній діаметр фланця, мм; S – товщина стінки фланця, мм; $D_{пр}$ – зовнішній діаметр прокладки, мм; D_6 – осьовий діаметр болтових з'єднань, мм; d_6 – діаметр болта, мм.

При діаметрах умовного проходу (внутрішнього діаметра фланця) $D_y \geq 400$ мм для розрахунку висоти h плоских круглих фланців без шийки застосовуються формули (8.30) і (8.31) і вибирається більше з двох отриманих розрахункових значень h . При діаметрах умовного проходу $D_y < 400$ мм для визначення h застосовуються формули (8.31) і (8.32) і також вибирається більше з двох отриманих розрахункових значень.

Висота h плоскої частини цілісних круглих фланців з конічною шийкою (втулкою) з пластичних матеріалів (рис. 8.6, б) визначається за такими формулами:

$$h = 1,5 \sqrt[3]{\frac{P_6 l_1 (D_\phi + D_b)}{E^t z^2 \eta \Psi_d (D_\phi - D_b)}}; \quad (8.33)$$

$$h = \frac{0,84}{\sqrt{\frac{D_\phi - D_b}{D_6 - D_b - S} - \frac{D_\phi - D_6}{D_6}}} \sqrt{\frac{P_6}{\sigma_t^t \eta} - \frac{0,7 D_b k}{l_2}}. \quad (8.34)$$

При діаметрах умовного проходу $D_y \leq 400$ мм для розрахунку висоти h плоскої частини круглих фланців з конічною шийкою h застосовується формула (8.33), а при діаметрах умовного проходу $D_y < 400$ мм застосовуються формули (8.32), (8.33) і (8.34) і вибирається більше з трьох отриманих розрахункових значень h .

У формулах (8.33) і (8.34) значення лінійних розмірів l_1 і l_2 і коефіцієнти зведення k визначаються таким чином:

$$\text{для неметалевих прокладок} \quad l_1 = 0,5(D_6 - D_{\text{пр}} - d_6);$$

$$\text{для металевих прокладок} \quad l_1 = 0,5(D_6 - D_{\text{пр}} - b_0 - d_6);$$

$$\text{для лінзових прокладок} \quad l_1 = 0,5(D_6 - D_{\text{пр}});$$

$$\text{незалежно від матеріалу} \quad l_2 = 0,5(D_6 - D_B - S - d_6);$$

$$\text{для лінзових прокладок} \quad l_2 = 0,5(D_6 - D_{\text{пр}});$$

$$k = f(\gamma), \text{ де } \gamma = \frac{2h_B}{\sqrt{D_B(S_1 - S)}};$$

$$\text{при } \gamma \geq 1 \text{ і } h \geq S_1 \quad k = 0,78S_1^2;$$

$$\text{при } \gamma < 1 \text{ і } h \geq S_1 \quad k = 0,78\left((S_1^2 - S)\gamma + S^2\right).$$

Для фланців з діаметрами умовного проходу $D_y \geq 400$ мм розрахункова товщина втулки фланця S_B і її розрахункова висота H_B (рис. 8.6, б) визначаються за такими формулами:

$$S_B = 1,1 \sqrt{\frac{1}{D_B \sigma_T^t \eta} \left[P_6 l_2 - 2,65 \cdot 10^{-3} E^t h^3 \left(\frac{D_\Phi}{D_B} - 1 \right) \right]}; \quad (8.35)$$

$$H_B = 0,5 \left(20 D_\Phi \frac{\sigma_T^t}{E^t} + h \right). \quad (8.36)$$

Якщо в результаті розрахунку виявляється, що $H_{\text{в}} \leq h$, то проектована конструкція фланця приймається без конічної втулки.

Висота конічної втулки фланця $h_{\text{в}}$ (рис. 8.6, б) визначається за такими формулами:

для кованих і приварних фланців

$$h_{\text{в}} = 2,5(S_1 - S); \quad (8.37)$$

для литих фланців

$$h_{\text{в}} = 5(S_1 - S). \quad (8.38)$$

Литі фланці у всіх випадках виконуються з конічною втулкою.

Перед розрахунком розмірів конструкції вільного фланця (рис. 8.6, в) за значенням діаметра умовного проходу $D_{\text{у}}$ вибираються такі розміри: осьовий діаметр отворів під болти $D_{\text{б}}$, зовнішній діаметр бурту D_2 , середній діаметр прокладки $D_{\text{пр}}$, кількість болтів z .

Зовнішній діаметр фланця $D_{\text{ф}}$ визначається таким чином: спочатку розраховується значення D_0 за формулою

$$D_0 = D_{\text{б}} + 2d_{\text{б}} + 5, \quad (8.39)$$

а потім для визначення $D_{\text{ф}}$ отримане розрахункове значення D_0 округляється до найближчого більшого значення, що закінчується на 0 або 5.

Внутрішній діаметр фланця $D_{\text{в}}$ визначається таким чином.

Спочатку розраховується значення D_0 за однією з формул

$$D_0 = D_{\text{в}} + 2S_1 + 3, \quad \text{при } D_{\text{у}} < 50 \text{ мм}; \quad (8.40)$$

$$D_0 = D_{\text{в}} + 2S_1 + 6, \quad \text{при } D_{\text{у}} \geq 50 \text{ мм}. \quad (8.41)$$

Потім для визначення $D_{\text{в}}$ отримане значення D_0 округляється до найближчих більших значень: у першому випадку – до парних, а в другому – до тих, що закінчуються на 0 або 5.

Висота вільного фланця h обчислюється за такими формулами:

$$\text{при } D_y \geq 400 \text{ мм} \quad h = 1,3 \sqrt[3]{\frac{P_6 l (D_\Phi - D_0)}{D_\Phi \sigma'_T \eta (D_\Phi - D_0 - 2d) \frac{D_\Phi}{D_0}}}; \quad (8.42)$$

при $50 \leq D_y < 400 \text{ мм}$

$$h = \frac{0,8}{\sqrt{\frac{D_\Phi - D_0}{D_6 - D_2} - \frac{D_\Phi - D_6}{D_6}}} \sqrt[3]{\frac{P_6 (D_B - D_0)}{\sigma'_T \eta (D_\Phi - D_0 - 2d)}}. \quad (8.43)$$

У формулах (8.42) і (8.43) значення лінійного розміру l складає:
для фланців з прокладками між плоскими поверхнями

$$l = 0,5 (D_6 - D_{\text{пр}} - b_0 - d_6);$$

для фланців з прокладками в з'єднанні «виступ-западина»

$$l = 0,5 (D_6 - D_{\text{пр}} - d_6),$$

де b_0 – ширина кільця прокладки, мм.

Висота бурту фланців без конічної втулки h_1 визначається за такими формулами:

$$h_1 = 4,26 \sqrt[3]{\frac{1}{E^t} \left[P_6 (D_2 - D_B - S) - 1,6 D_B \sigma'_T \eta S^2 \right]}; \quad (8.44)$$

$$h_1 = 1,19 \sqrt[3]{\frac{P_6 (D_2 - D_{\text{пр}}) (D_2 + D_B)}{E^t z^2 \eta \Psi_d (D_2 - D_B)}}; \quad (8.45)$$

$$h_1 = 0,8 \sqrt[3]{\left(\frac{D_2 - D_B - S}{D_2 - D_B} \right) \left(\frac{P_6}{\sigma'_T \eta} - \frac{1,56 D_B S^2}{D_2 - D_B - S} \right)^2}; \quad (8.46)$$

$$h_1 = 0,8 \sqrt[3]{\left(\frac{D_2 - D_B - S}{D_2 - D_B} \right) \frac{P_6}{\sigma'_T \eta} - \frac{1,56 D_B k}{D_2 - D_B - S}}. \quad (8.47)$$

При діаметрах умовного проходу $D_y \geq 400$ мм висота бурту фланців без конічної втулки визначається за формулами (8.44) і (8.45) і вибирається більше з двох отриманих значень, а при діаметрах умовного проходу $D_y < 400$ мм висота бурту визначається за формулами (8.46) і (8.47) і також вибирається більше з двох отриманих значень h_1 .

Висота бурту у фланцях з конічною втулкою h_1 при діаметрах умовного проходу $D_y \geq 400$ мм визначається за формулою (8.45), а при діаметрах умовного проходу $D_y < 400$ мм береться більше значення h_1 з отриманих за формулами (8.46) і (8.47).

Для фланців з конічною втулкою при діаметрах умовного проходу $D_y \geq 400$ мм розрахункова товщина втулки S_b і її розрахункова висота H_b визначаються відповідно як

$$S_b = 1,1 \cdot \sqrt{\frac{1}{D_b \sigma_t^t \eta} \left[P_6 (D_2 - D_b - S) - 2,65 \cdot 10^{-3} E^t h_1^3 \left(\frac{D_2}{D_b} - 1 \right) \right]}; \quad (8.48)$$

$$H_b = 0,5 \left(20 D_2 \frac{\sigma_t^t}{E^t} + h_1 \right). \quad (8.49)$$

При діаметрах умовного проходу $D_y < 400$ мм розрахункова товщина втулки S_b і її розрахункова висота H_b визначаються конструктивно.

8.5. Методика перевірного розрахунку на стійкість конструкцій елементів парогенераторів АЕС у вигляді оболонок

Конструктивні елементи парогенераторів АЕС у вигляді оболонок, що зазнають дії стискальних навантажень, після розрахунку на міцність перевіряються на стійкість. Перевірочний розрахунок на стійкість елементів парогенераторів АЕС у вигляді оболонок проводиться в такій послідовності.

1. Уточнюється форма елемента і його розміри, що вибрані з конструктивних міркувань і що задовольняють умови міцності.

2. По довідниках визначаються значення характеристик матеріалу елемента: модуль пружності E^t , коефіцієнт Пуассона μ , межа текучості σ_t^t при розрахунковій температурі.

3. За значеннями середнього діаметра оболонки D і за товщиною її стінки δ визначається критична довжина оболонки $L_{кр}$ за формулою

$$L_{кр} = 1,642\sqrt{1-\mu^2}D\sqrt{\frac{D}{\delta}} \quad (8.50)$$

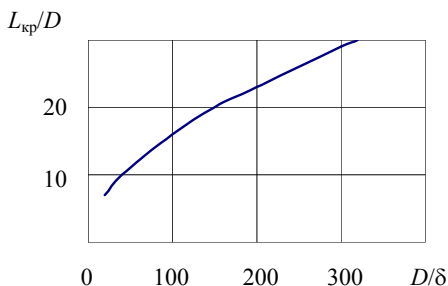
або за допомогою графіка, наведеного на рис. 8.7.

Якщо $L \geq L_{кр}$, то оболонка розраховується як довга, а якщо $L < L_{кр}$ – як коротка (L – довжина оболонки).

4. Розраховується значення теоретичного критичного тиску на оболонку $P_{кр}^t$ залежно від її форми і характеру навантажень.

Для довгої оболонки теоретичний критичний поперечний (бічний) зовнішній тиск визначається як

$$P_{кр}^t = \frac{E^t}{4(1-\mu^2)}\left(\frac{\delta}{r}\right)^3. \quad (8.51)$$



Р и с . 8 . 7 . Залежність критичної довжини циліндричної оболонки від діаметра оболонки і товщини стінки

Для короткої оболонки теоретичний критичний поперечний зовнішній тиск визначається за формулою

$$P'_{кр} = \frac{E^t \delta}{r} \frac{1}{\left(n^2 + \frac{1}{2} \frac{\pi^2 r^2}{L^2} \right)} \left[\frac{1}{\left(\frac{n^2 L^2}{\pi^2 r^2} + 1 \right)} + \frac{\delta^2}{12(1 - \mu^2) r^2} \left(n^2 + \frac{\pi^2 r^2}{L^2} \right)^2 \right], \quad (8.52)$$

де
$$n^2 = \frac{\pi D}{L} \sqrt{\frac{0,75 D \sqrt{1 - \mu}}{\delta}}. \quad (8.53)$$

У формулах (8.51) і (8.52) r – середній радіус оболонки, мм.

Теоретичний критичний поперечний зовнішній тиск для сферичних або еліптичних днищ обчислюється за формулою

$$P'_{кр} = 0,30 E^t \left(\frac{\delta}{r} \right)^2, \quad (8.54)$$

де для сферичних днищ r – середній радіус днища, а для еліптичних днищ r – найбільший радіус кривизни днища (у полюсі) по серединній поверхні, мм.

При осьовому навантаженні теоретичний критичний тиск для дуже довгої оболонки ($L > 40D$) (рис. 8.8, а) визначається за рівнянням

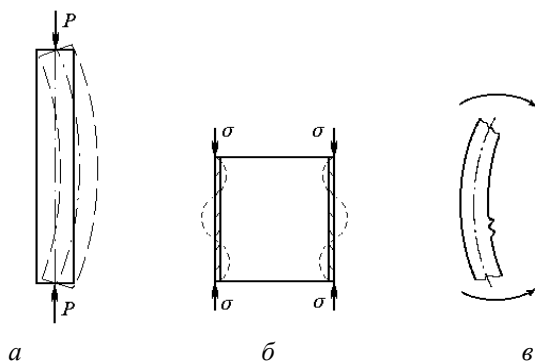
$$P'_{кр} = \frac{\pi^3 \left(d_{зовн}^4 - d_{вн}^4 \right) E^t}{64 L_{прив}^2}, \quad (8.55)$$

де $d_{зовн}$, $d_{вн}$ – відповідно зовнішній і внутрішній діаметри оболонки, мм; $L_{прив} = L$ – для оболонки, що має вільну торцеву опору; $L_{прив} = L/2$ – для оболонки, затисненої з двох торців.

Теоретична критична напруга при осьовому стискуванні для короткої оболонки (рис. 8.8, б) обчислюється за формулою

$$\sigma_{кр} = 2,35 E^t \left(\frac{\delta}{r} \right)^{3/2} \quad (8.56)$$

і дорівнює за величиною теоретичному критичному тиску, тобто $\sigma_{кр} = P'_{кр}$.



Р и с . 8 . 8 . Осьове навантаження:

a – для дуже довгої оболонки; *б* – для короткої оболонки;
в – чистий вигин оболонки

Умова стійкості при сумісній дії бічного (поперечного) тиску P і осьової стискальної напруги σ визначається, виходячи з формули

$$\frac{\sigma}{\sigma_{\text{кр}}} + \frac{P}{P_{\text{кр}}^t} \leq 1. \quad (8.57)$$

Теоретична критична напруга у разі чистого вигину оболонки (рис. 8.8, *в*) розраховується за формулою

$$\sigma_{\text{виг}} = 0,22E^t \left(\frac{\delta}{r} \right) \quad (8.58)$$

і також дорівнює за величиною теоретичному критичному тиску $P_{\text{кр}}^t$, тобто $\sigma_{\text{виг}} = P_{\text{кр}}^t$.

5. Визначається дійсний критичний тиск на оболонку $P_{\text{кр}}^{\text{д}}$ за формулою

$$P_{\text{кр}}^{\text{д}} = \eta_1 \eta_2 P_{\text{кр}}^t, \quad (8.59)$$

де η_1 – поправковий коефіцієнт, що характеризує недосконалість геометричної форми оболонки, значення якого знаходяться в діапазоні $0,65 \div 1,0$;

η_2 – поправковий коефіцієнт, що характеризує відхилення властивостей матеріалу оболонки від закону Гука у момент втрати стійкості, значення якого визначається по графіку, наведеному на рис. 8.9, де $\sigma_{кр}^t = \eta_1 \frac{r}{\delta} P_{кр}^t$.

6. Приймається коефіцієнт запасу стійкості оболонки N , що є відношенням дійсного критичного тиску на оболонку $P_{кр}^d$ до робочого тиску на неї P_p , тобто $N = P_{кр}^d / P_p$. Для елементів парогенераторів АЕС у вигляді оболонок рекомендується приймати $N \geq 3$; при пробному гідравлічному випробуванні допускається приймати $N \geq 2,5$.

Перевірка стійкості елементів парогенераторів АЕС у вигляді тонкостінних оболонок, укріплених кільцевими ребрами жорсткості, здійснюється в такій послідовності:

- уточнюється кількість кільцевих ребер і їх положення по довжині тонкостінної оболонки;
- визначається момент інерції ребра жорсткості з приєднаним пояском оболонки і це кільце перевіряється на стійкість;
- якщо кільце виявляється недостатньо стійким, то для збільшення моменту інерції і, отже, для збільшення значення критичної напруги змінюється його профіль.

Втрата стійкості елементів парогенераторів АЕС у вигляді тонкостінних оболонок в умовах повзучості їх матеріалів може відбуватися протягом часу при навантаженнях, які менші від їх критичних навантажень. Тому метою перевірки на стійкість елементів парогенераторів АЕС у вигляді стиснутих тонкостінних оболонок в умовах повзучості їх матеріалів є визначення критичного часу дії навантажень на них.

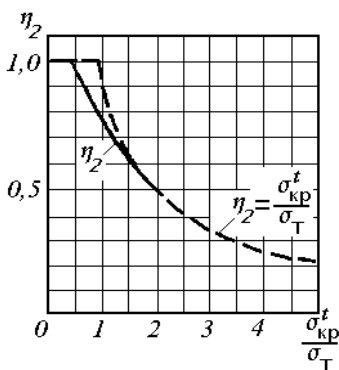


Рис. 8.9. Залежності поправкового коефіцієнта η_2 (суцільна лінія – при $\sigma_{кр}^t / \sigma_T \leq 2$; пунктирна – при $\sigma_{кр}^t / \sigma_T > 2$)

8.6. Різні види розрахунків надійності вузлів і елементів парогенераторів АЕС

На початку цієї глави наголошувалося, що для забезпечення надійної і безпечної експлуатації парогенераторів АЕС в процесі їх проектування проводяться такі основні види міцнісних розрахунків вузлів і елементів конструкцій парогенераторів: на міцність – з метою визначення максимальної напруги і навантажень; на стійкість під дією стискальних навантажень; на жорсткість і компенсуючу здатність – з метою визначення максимальних деформацій і вибору компенсаційних пристроїв; на визначення термічної напруги і деформацій – з метою оцінки їх впливу на надійність і працездатність конструкцій; на вібрацію трубних систем – з метою визначення власних частот і максимальних амплітуд коливань трубок. Перші два види розрахунків достатньо докладно розглянуто в попередніх розділах цієї глави. Зупинимося коротко на обґрунтуваннях, особливостях і основних положеннях розрахунків вузлів і елементів парогенераторів АЕС на жорсткість, на визначення термічної напруги і деформацій, на вібрацію трубних систем.

При розрахунку на жорсткість вузлів і елементів парогенераторів АЕС необхідно враховувати, що в деяких випадках від конструкцій вузлів і елементів парогенераторів потрібна велика жорсткість, що характеризується здатністю конструкцій трохи змінювати свою форму під дією прикладених навантажень. Вимогу великої жорсткості повинні задовольняти, наприклад, різні фланцеві з'єднання, розміри яких вибираються з розрахунком забезпечення їх необхідної щільності при експлуатації парогенераторів. Іноді, навпаки, конструктивні вузли і елементи парогенераторів АЕС мають бути дуже податливими (здатними значно змінювати первинну форму без погіршення при цьому показників міцності). Прикладом таких конструктивних вузлів і елементів можуть служити трубопроводи, що працюють в умовах самокомпенсації термічних подовжень, і різного вигляду компенсаційні пристрої (лінзові і торові компенсатори, сильфони) [5, 8, 9].

Щодо розрахунків термічної напруги і деформацій у вузлах і елементах парогенераторів АЕС необхідно відзначити, що які-небудь загальні теоретичні рекомендації щодо обліку впливу на надійність термічної напруги і деформацій, що виникають в конструкціях парогенераторів, не

можуть бути запропоновані у зв'язку з неоднаковими умовами роботи вузлів і елементів парогенераторів, різними властивостями вживаних матеріалів і з інших причин. Проте великий досвід експлуатації вузлів і елементів парогенераторів АЕС, що працюють в умовах термічної напруги, дозволив все ж таки виявити деякі закономірності і виробити практичні рекомендації для ряду конкретних випадків [8, 9].

По-перше, за стаціонарних умов роботи вузлів і елементів парогенераторів АЕС, виготовлених з матеріалів з хорошими пластичними властивостями, що зберігаються в процесі всього періоду експлуатації парогенераторів, термічна напруга в елементах конструкцій не знижує їх надійності. Це пояснюється тим, що термічна напруга, що виникає в результаті нерівномірності нагріву і, отже, неоднакового розширення різних шарів матеріалів конструкцій, зменшується унаслідок повзучості матеріалів. Максимальна напруга виникає, як правило, в зонах найбільших температур, і саме в цих зонах релаксація термічної напруги відбувається особливо інтенсивно.

По-друге, для вузлів і елементів парогенераторів АЕС, виготовлених з матеріалів з обмеженою пластичністю або з матеріалів, що значно знижують свої пластичні властивості в процесі експлуатації парогенераторів, необхідно оцінювати надійність на основі розрахунку сумарних значень напруги від зовнішнього силового навантаження $\sigma = f(P)$ і термічної напруги $\sigma = f(\Delta t)$.

По-третє, термічна напруга може робити істотний вплив на деформацію конструкцій окремих деталей вузлів і елементів парогенераторів АЕС (на зміну їх довжин, зазорів), а також на вібрацію гнучких елементів (головним чином, трубок) і на їх стійкість.

По-четверте, при оцінці працездатності і надійності конструкцій вузлів і елементів парогенераторів АЕС слід враховувати додаткову напругу самокомпенсації, що виникає в результаті неоднакового нагріву конструкцій, що мають різні жорсткості.

По-п'яте, при багаторазових різких змінах температури в певних умовах може відбуватися термоутомне руйнування деяких конструкцій вузлів і елементів парогенераторів АЕС, у тому числі і виготовлених з пластичних матеріалів, що знаходяться в таких зонах, в яких пластична деформація з конструктивних причин утруднена. Такі конструкції вузлів

і елементів парогенераторів АЕС вимагають спеціальної перевірки на термостійкість.

При розрахунку на вібрацію трубних систем поверхонь теплообміну парогенераторів АЕС необхідно мати на увазі, що вібрація трубок парогенераторів може виникнути з двох основних причин [8, 9].

По-перше, вібрація трубок може відбуватися під впливом періодичної змушуючої сили, що, виникає, наприклад, в результаті періодичних трясінь, що передаються корпусу парогенератора від працюючих живильних або головних циркуляційних насосів. Найбільш небезпечним є випадок, коли частота змушуючої сили, і частота власних коливань трубок парогенератора або збігаються (явище резонансу), або достатньо близькі до збігу. Вважається, що для забезпечення надійної роботи парогенераторів АЕС частота власних коливань трубок має не менше ніж на 25 % відрізнятися від частоти коливань змушуючої сили. Необхідно відзначити, що подовжні зусилля на трубки істотно впливають на частоту їх власних коливань, причому стискальні зусилля зменшують частоту власних коливань трубок, а розтягальні зусилля збільшують їх.

По-друге, вібрація трубних систем може бути наслідком самозбудних поперечних коливань трубок. В цьому випадку амплітуда самозбудних поперечних коливань трубок залежить від швидкості потоку робочої речовини або теплоносія в міжтрубному просторі парогенераторів: при збільшенні швидкості потоку амплітуда коливань трубок збільшується, а при зменшенні швидкості потоку амплітуда коливань трубок зменшується.

Розрахунок трубок парогенераторів АЕС на вібрацію і надійність поверхонь теплообміну полягає у визначенні власної частоти і максимальної амплітуди коливань трубок за заданих умов їх закріплення в трубних дошках, а також у визначенні найбільшої напруги в них і в перевірці їх на міцність.

Глава 9

МЕТОДИ І ПІДХОДИ ДО МОДЕЛЮВАННЯ, ДІАГНОСТИКИ, ПРОГНОЗУВАННЯ СТАНУ УСТАТКУВАННЯ ТА ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС

9.1. Основні методичні положення розрахунків та оптимізації параметрів і характеристик устаткування енергоблоків АЕС методами математичного моделювання

Сучасні енергоблоки АЕС є складними технічними системами. Вони включають до себе безліч взаємопов'язаного між собою устаткування різного технологічного призначення, що забезпечує виконання енергоблоками складної функції виробництва електричної енергії та теплоти встановленої якості і за заданим графіком навантаження. Такі системи характеризуються багатопараметричністю, складним структурним та функціональним зв'язком параметрів, наявністю обмежень на зміну параметрів і зв'язків, функціонуванням в умовах впливу випадкових факторів, різноманіттям фізико-хімічних процесів, що протікають в них. У зв'язку з цим, повні математичні моделі функціонального стану паротурбінних енергоблоків АЕС характеризуються великою кількістю нелінійних (у багатьох випадках трансцендентних) зв'язків і містять неявні функції [1, 2]. Це ускладнює їх широке застосування для вирішення завдань системного аналізу якості функціонування енергоблоків.

Оптимізація окремих параметрів і характеристик устаткування енергоблоків АЕС тісно пов'язана з процесами їх проектування і конструювання. Вихідними даними для проведення перших попередніх оптимізаційних розрахунків в процесі проектування є конструктивні проробки устаткування. Результати попередньої оптимізації, що враховують зміну вихідних даних в допустимому діапазоні значень, служать підставою для нових оптимізаційних розрахунків параметрів і конструкцій устаткування з урахуванням специфіки умов його роботи. Таким чином, оптимізація параметрів і характеристик устаткування енергоблоків АЕС є складним

ітераційним процесом, а кожен етап оптимізаційних досліджень під час створення й удосконалення устаткування характеризується своїми методами і засобами.

На першому етапі оптимізації обсяг інформації про об'єкт, що оптимізується, є мінімальним, а вихідні дані мають значну похибку. Тому часто неможливо досить точно описати, як параметри взаємопов'язані між собою і як вони визначають вид цільової функції. У зв'язку з цим на першому етапі оптимізаційних розрахунків найбільш ефективні аналітичні методи оптимізації. Вони дозволяють наочно виявити вплив співвідношень між вихідними даними, отримати з мінімальними витратами часу загальні залежності для визначення оптимальних параметрів при різноманітних поєднаннях техніко-економічних факторів.

На наступних етапах обсяг інформації про об'єкт оптимізації істотно збільшується. Виявляються нові термодинамічні, конструктивні, режимні фактори та необхідні технічні обмеження. Оскільки ці етапи пов'язані вже безпосередньо зі створенням устаткування, то необхідно більш точно і повно враховувати всі фактори, що визначають критерій оптимальності, а це значно збільшує кількість параметрів, що оптимізуються. У той же час, взаємозв'язок між параметрами стає більш складним, і отримати аналітичне рішення можливо тільки при значному спрощенні (ідеалізації) реальних залежностей.

При математичному моделюванні енергоблоків АЕС застосовуються такі методи ідеалізації: розчленовування на більш прості технологічні підсистеми (метод декомпозиції); виділення найбільш істотних властивостей і впливів на них в параметричній формі (метод макромодельовання); лінеаризація нелінійних моделей в деякій області зміни змінних (метод лінеаризації); приведення системи з розподіленими параметрами до системи із зосередженими параметрами; зневага властивостями динамічності технологічних процесів.

На етапах остаточних оптимізаційних досліджень найбільш ефективним методом оптимізації є метод імітаційного моделювання, який дозволяє досягти необхідного ступеня точності в описі об'єкта, що оптимізується, і використовувати спеціальні математичні методи знаходження оптимуму при вирішенні багатofакторних і багатокритеріальних задач [3].

Для ефективної реалізації задач, пов'язаних з визначенням оптимальних параметрів і конструкцій устаткування енергоблоків АЕС за допомогою математичного моделювання й добре розроблених методів ба-

гатофакторної оптимізації, необхідно виконання ряду вимог при їх постановці. Практика показує, що недоцільно оптимізувати за допомогою однієї математичної (імітаційної) моделі весь комплекс параметрів, що характеризують даний енергоблок, оскільки за такої постановки задачі оптимізації часто бувають взаємно некоректні внаслідок значної невідповідності в точності різної вихідної інформації, нерівнозначності впливу параметрів на цільову функцію, специфічних відмінностей математичного опису різних вузлів і елементів енергоблоку. Для ефективної оптимізації параметрів енергоблоків АЕС необхідно створення системи взаємопов'язаних математичних моделей, що включають до себе: групу докладних математичних моделей окремих вузлів і елементів устаткування енергоблоків; побудовані на їх основі більш узагальнені математичні моделі для основного устаткування енергоблоків; повну математичну модель енергоблоків.

Відповідно до вищевикладеного оптимізацію параметрів енергоблоків АЕС доцільно проводити за допомогою системи математичних моделей основного устаткування: реактора, парогенератора, турбоустановки. Основне устаткування, у свою чергу, доцільно розділяти на характерні вузли. Таке розбиття дозволяє раціонально, з урахуванням специфічних особливостей функціональних залежностей між параметрами кожного вузла, створити їх математичні моделі і провести оптимізацію, як окремих вузлів, так і основного устаткування енергоблоків АЕС шляхом послідовного уточнення.

Параметри кожного вузла можна розділити на дві групи: зовнішні параметри, що визначають взаємозв'язок між вузлами, і внутрішні параметри, що характеризують тільки даний вузол, значення яких залежать, в основному, від зовнішніх зв'язуючих параметрів.

Якщо для даного вузла кількість зовнішніх параметрів невелика, то оптимізацію його внутрішніх параметрів можна проводити в зоні їх передбачуваного оптимуму окремо від інших вузлів при фіксованих зовнішніх параметрах, а потім з урахуванням оптимальних значень внутрішніх параметрів проводити оптимізацію зовнішніх параметрів. Так, парогенератор АЕС пов'язаний з турбоустановкою такими параметрами: тепловою потужністю, тисками, витратами і температурами пари, що генерується, і живильної води. Оскільки кількість цих зв'язуючих параметрів відносно невелика, внутрішні параметри парогенератора, такі, наприклад, як швидкість води в трубах теплообмінної поверхні, довжину трубок, їх

зовнішній і внутрішній діаметри та інші, можна оптимізувати окремо від турбоустановки за значеннями параметрів пари, що генерується, і живильної води, представлених у вигляді обмежень. За цим же значенням окремо від парогенератора оптимізуються внутрішні параметри турбоустановки. Потім оптимізуються параметри пари, що генерується, і живильної води, що зв'язують парогенератор і турбоустановку за допомогою відповідних математичних методів.

Якщо кількість зв'язуючих параметрів між вузлами велика, то ці вузли доцільно оптимізувати спільно в єдиній моделі. Так, наприклад, необхідно спільно з основними тепловими та гідравлічними параметрами теплової схеми енергоблоків АЕС з реакторами ВВЕР оптимізувати внутрішні параметри їх систем зовнішньої сепарації і проміжного перегріву пари, оскільки вони пов'язані розділовим тиском пари, що гріється, витратами, тисками і температурами пари, що гріє, і пари, що нагрівається, на вході і виході з ступенів пароперегрівника, втратами тиску пари, що нагрівається, в ступенях пароперегрівника та іншими.

Таким чином, рішення задачі оптимізації параметрів енергоблоків АЕС включає наступні етапи: вибір критеріїв оптимальності (цільових функцій); розробку системи взаємопов'язаних математичних моделей відповідно до необхідного ієрархічного рівня оптимізаційних досліджень; вибір обчислювальних методів і алгоритмів оптимізації.

При оптимізації параметрів енергоблоків АЕС дуже важливо визначити, за яких заданих обмеженнях доцільно проводити оптимізацію: при постійній електричній потужності енергоблоку АЕС або при постійній тепловій потужності реактора енергоблоку АЕС. Якщо проводити оптимізацію при заданій постійній електричній потужності енергоблоку АЕС, то необхідно створювати математичну модель, що описує функціонування всього устаткування енергоблоку АЕС, і при цьому враховувати безперервну зміну теплової потужності реактора.

В атомній енергетиці з міркувань надійності та економії реактори зазвичай проектуються на основі конструкцій стандартних тепловиділяючих елементів (твेलів), що мають фіксовані геометричні характеристики і певну теплову потужність. Сумарна теплова потужність реактора змінюється дискретно шляхом зміни кількості працюючих твелів, причому, що важливо, не пропорційно до їх кількості. Ця нерівномірність обумовлена тим, що енерговиділення в активній зоні реактора залежить ще й

від геометричних розмірів самої зони. У зв'язку з цим враховувати безперервну зміну теплової потужності реактора в процесі оптимізації параметрів за умов заданої постійної електричної потужності енергоблоку АЕС вельми складно. Тому доцільно оптимізувати параметри енергоблоків АЕС при постійній тепловій потужності реактора, а приведення варіантів до рівного енергетичного ефекту здійснювати шляхом урахування зміни електричної потужності енергоблоку, тобто введення так званої замісної електричної потужності в енергосистемі. За такої постановки для вирішення завдань оптимізації основних теплових і гідравлічних параметрів енергоблоків АЕС з реакторами, що охолоджуються водою під тиском, необхідні математичні моделі такого устаткування: реактора, парогенератора, турбіни, системи зовнішньої сепарації і проміжного перегріву пари, системи регенерації та системи «конденсатор-водоохолоджувач». Глибина деталізації математичного моделювання цього устаткування повинна ґрунтуватися за принципом рівний точності, тобто в кожній моделі необхідно враховувати параметри, що мають один порядок впливу на цільову функцію.

Облік викладених вище методичних положень і підходів підвищує ефективність застосування математичного моделювання для вирішення завдань розрахунків та оптимізації параметрів енергоблоків АЕС.

9.2. Оцінка ефективності теплових схем енергоблоків АЕС за параметрами стану і надійності устаткування

Собівартості електричної і теплової енергії, що виробляються атомними електростанціями, стають все більш помітними чинниками конкурентної боротьби на ринку енерго- та теплоспоживання. Водночас, кількість і вартість цих видів енергії та питомої витрати теплоти, що припадає на їх виробництво, істотно залежать від надійності енергетичних установок. Тому врахування показників надійності устаткування при виборі принципів і розгорнутих теплових схем енергоблоків АЕС, як на етапах проектування та модернізації, так і, в ряді випадків, на етапі експлуатації, є актуальним, оскільки розширює можливості забезпечення їх ефективної і безпечної експлуатації та конкурентоспроможної вартості видів енергії, що виробляються. Нелінійні математичні моделі функціо-

нального стану паротурбінних енергоблоків АЕС, які описують в неявному вигляді зв'язок між основними техніко-економічними показниками ефективності роботи (електричною потужністю N , тепловою потужністю Q , питомою витратою теплоти q) і значеннями відхилень вектора теплових і гідравлічних параметрів ΔX , являють собою систему математичних відносин [1]:

$$\left. \begin{aligned} N &= \varphi(\Delta X) \\ Q &= F(\Delta X) \\ q &= f(\Delta X) \end{aligned} \right\}. \quad (9.1)$$

Аналітичний вид залежностей φ , F і f складний і тому, як правило, не встановлюється. Ці залежності виявляються через рівності, нерівності, логічні умови, таблиці і т.п., що входять до математичних відносин. Тому нелінійні математичні моделі (9.1) дають можливість отримувати тільки чисельні значення N_i , Q_i і q_i для i -го чисельного експерименту з області припустимих значень ΔX , не визначаючи при цьому явний вигляд залежностей впливу змін теплових і гідравлічних параметрів на ефективність функціонування теплових схем енергоблоків. Виходячи із законів протікання технологічних процесів в устаткуванні теплових схем енергоблоків, відомо, що функції φ , F і f є безперервними в області допустимих значень вектора ΔX для фіксованих схем і мають безперервні часткові похідні за його компонентами, що припускає лінеаризацію цих функцій.

На підставі ряду досліджень [1], а також результатів теплових випробувань енергоблоків АЕС і ТЕС [4, 5, 6] встановлено, що діаграми розсіювання N , Q і q за відхиленням компонентів вектора $\Delta X = (x_1 - x_{1,0}, x_2 - x_{2,0}, \dots, x_k - x_{k,0}, \dots, x_n - x_{n,0})$, де $X_0 = (x_{1,0}, x_{2,0}, \dots, x_{k,0}, \dots, x_{n,0})$ — номінальні значення теплових і гідравлічних параметрів, є лінійними залежностями в області діапазонів малих відхилень, характерних для експлуатації на стаціонарних режимах. Зазначені обставини обумовили можливість отримання лінійних моделей функціонального стану паротурбінних енергоблоків АЕС при експлуатації на стаціонарних режимах у вигляді аналітичних залежностей між показниками ефективності роботи N , Q і q і вектором ΔX :

$$\left. \begin{aligned} N &= N_0(1+a_0) + N_0(a_1\Delta\bar{x}_1 + a_2\Delta\bar{x}_2 + \dots + a_k\Delta\bar{x}_k + \dots + a_n\Delta\bar{x}_n) \\ Q &= Q_0(1+d_0) + Q_0(d_1\Delta\bar{x}_1 + d_2\Delta\bar{x}_2 + \dots + d_k\Delta\bar{x}_k + \dots + d_n\Delta\bar{x}_n) \\ q &= q_0(1+b_0) + q_0(b_1\Delta\bar{x}_1 + b_2\Delta\bar{x}_2 + \dots + b_k\Delta\bar{x}_k + \dots + b_n\Delta\bar{x}_n) \end{aligned} \right\}, \quad (9.2)$$

де t_0 і q_0 – номінальні показники роботи при стаціонарних режимах експлуатації, $\Delta\bar{x}_k = (x_k - x_{k,0}) / x_{k,0}, k = \overline{1, n}$.

В роботі [1] наведені лінійні моделі функціонального стану різних енергоблоків АЕС, які отримані для стаціонарних режимів їх експлуатації в широкому діапазоні навантажень. Значення коефіцієнтів a_k, d_k, b_k для цих моделей визначалися на підставі статистичної обробки методом найменших квадратів даних багатофакторних численних експериментів, поставлених на нелінійних моделях виду (9.2). Аналіз відповідних до цього методу статистик [7, 8, 9] підтвердив співвідношення отриманих лінійних моделей даним чисельних експериментів, а порівняння з даними теплових випробувань енергоблоків – їх достовірність.

На прогнозованому інтервалі експлуатації енергоблоків $\Delta t = t - t_0$ деякі теплові та гідравлічні параметри моделей $x_k, k = \overline{1, r}, 1 \leq r \leq n$ (9.2) схильні до еволюції внаслідок зміни функціонального стану частини устаткування схем і являють собою, таким чином, функції часу t , а інші параметри $x_k, k = \overline{(r+1), n}$ залишаються постійними і рівними своїм значенням в момент часу t_0 . Отже, на інтервалі прогнозування вироблення електричної і теплової енергії лінійні моделі функціонального стану енергоблоків можуть бути представлені таким чином:

$$\left. \begin{aligned} N(t) &= N_0(1+a_0) + N_0 \left(\sum_{k=1}^r a_k \frac{x_k(t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \\ Q(t) &= Q_0(1+d_0) + Q_0 \left(\sum_{k=1}^r d_k \frac{x_k(t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \\ q(t) &= q_0(1+b_0) + q_0 \left(\sum_{k=1}^r b_k \frac{x_k(t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \end{aligned} \right\}, \quad (9.3)$$

де параметри $x_k(t), k = \overline{1, r}$ – безперервні і монотонні функції часу t , що характеризують функціональний стан і надійність відповідного устаткування теплових схем, які можна розглядати як напівмарковські залежності [10] з відомими апроксимаціями їх реалізацій. Ці апроксимації можуть бути представлені різними видами. Для найпоширеніших лінійного та експоненціального видів [11] вони записуються відповідно як

$$x_k(t) = c_k + \gamma_k t, k = \overline{1, r} \quad \text{і} \quad x_k(t) = \alpha_k e^{\beta_k t}, k = \overline{1, r}. \quad (9.4)$$

Щоб визначити апроксимації, що описують зміну функціонального стану і надійності устаткування, пропонується такий підхід. Від початку експлуатації устаткування $t_0 = 0$ і до кінця прогнозованого інтервалу експлуатації t за допомогою контрольно-вимірювальних приладів АСУ ТП енергоблоків послідовно спостерігаються реалізації функцій $x_k(t), k = \overline{1, r}$. За отриманими в процесі спостереження в точках $t_i = \overline{t_0, t}; i = \overline{1, m}$ дискретними значеннями реалізацій $x_k(t_i), k = \overline{1, r}$ будуються найкращі екстраполяційні криві $x_k(t), k = \overline{1, r}$, тобто знаходяться коефіцієнти c_k, γ_k або α_k, β_k апроксимаційних залежностей (9.4), причому кожні нові значення реалізацій, що спостережуються, уточнюють криві прогнозу $x_k(t), k = \overline{1, r}$. Точка перетину кожної функції $x_k(t), k = \overline{1, r}$ із заданою межею $g_k, k = \overline{1, r}$, яка визначає її граничне значення виходячи з техніко-економічних показників енергоблоку або його безпеки, інтерпретується як напрацювання устаткування, стан і надійність якого характеризується функцією $x_k(t), k = \overline{1, r}$, до відмови. Отримані таким чином апроксимаційні залежності $x_k(t), k = \overline{1, r}$ для всього переліку енергетичного устаткування, що експлуатується, становлять базу даних еволюцій параметрів стану і надійності устаткування для конкретних типів енергоблоків АЕС та умов їх експлуатації. Ця база даних може бути використана на різних етапах життєвого циклу енергоблоків АЕС: в процесах проектування, модернізації, експлуатації.

Залежно від видів апроксимацій (9.4) лінійні моделі функціонального стану енергоблоків АЕС з урахуванням прогнозування зміни на інтервалі $\Delta t = t - t_0$ теплових і гідравлічних параметрів теплових схем, що визначають надійність устаткування, записуються таким чином:

$$\left. \begin{aligned} N(t) &= N_0(1+a_0) + N_0 \left(\sum_{k=1}^r a_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \\ Q(t) &= Q_0(1+d_0) + Q_0 \left(\sum_{k=1}^r d_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \\ q(t) &= q_0(1+b_0) + q_0 \left(\sum_{k=1}^r b_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \end{aligned} \right\} \quad (9.5)$$

або

$$\left. \begin{aligned} N(t) &= N_0(1+a_0) + N_0 \left(\sum_{k=1}^r a_k \frac{\alpha_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \\ Q(t) &= Q_0(1+d_0) + Q_0 \left(\sum_{k=1}^r d_k \frac{\alpha_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \\ q(t) &= q_0(1+b_0) + q_0 \left(\sum_{k=1}^r b_k \frac{\alpha_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \end{aligned} \right\}. \quad (9.6)$$

В якості показника структурної надійності теплових схем енергоблоків АЕС, що складаються з безлічі послідовних і паралельних з'єднань нерезервованих та резервованих елементів (устаткування) з різними кратностями резервування, інтенсивністю відмов і відновлень, вибирається імовірність їх безвідмовної роботи $R(t)$ [12, 13] на стаціонарних експлуатаційних режимах.

Тоді кількості вироблюваних на інтервалі прогнозування Δt електричної $E_{\text{э}}$ і теплової $E_{\text{т}}$ енергій і питомої витрати теплоти q , що припадає на них, які розглядаються в якості критеріїв ефективності теплових схем енергоблоків АЕС, можуть бути представлені як

$$\left. \begin{aligned} E_{\text{э}} &= R(t) \int_{t_0}^t N(t) dt \\ E_{\text{т}} &= R(t) \int_{t_0}^t Q(t) dt \\ q &= (1 - R(t)) \int_{t_0}^t q(t) dt \end{aligned} \right\}. \quad (9.7)$$

Замінюючи в (9.7) підінтегральні вирази відповідними залежностями (9.5) або (9.6), отримаємо математичні моделі, які описують вплив параметрів функціонального стану і надійності устаткування та структурної надійності теплових схем енергоблоків на ефективність їх роботи:

$$\left. \begin{aligned} E_{\text{э}} &= R(t) \int_{t_0}^t \left(N_0(1+a_0) + N_0 \left(\sum_{k=1}^r a_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\ E_{\text{т}} &= R(t) \int_{t_0}^t \left(Q_0(1+d_0) + Q_0 \left(\sum_{k=1}^r d_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\ q &= (1-R(t)) \int_{t_0}^t \left(q_0(1+b_0) + q_0 \left(\sum_{k=1}^r b_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt \end{aligned} \right\} \quad (9.8)$$

або

$$\left. \begin{aligned} E_{\text{э}} &= R(t) \int_{t_0}^t \left(N_0(1+a_0) + N_0 \left(\sum_{k=1}^r a_k \frac{a_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\ E_{\text{т}} &= R(t) \int_{t_0}^t \left(Q_0(1+d_0) + Q_0 \left(\sum_{k=1}^r d_k \frac{a_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\ q &= (1-R(t)) \int_{t_0}^t \left(q_0(1+b_0) + q_0 \left(\sum_{k=1}^r b_k \frac{\alpha_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt. \end{aligned} \right\} \quad (9.9)$$

Задачу синтезу оптимальної теплової схеми енергоблоку на основі розглянутих критеріїв і параметрів стану і надійності устаткування та схеми можна сформулювати у вигляді задачі вибору з можливих конфігурацій Ω_i , $i = \overline{1, L}$ такої схеми Ω_S , $s \in i$, яка забезпечує прогнозовані максимуми виробництва електричної $E_{\text{э max}}(\Omega_S)$ та теплової $E_{\text{т max}}(\Omega_S)$ енергій і мінімум питомої витрати теплоти $q_{\text{min}}(\Omega_S)$ на заданому інтервалі експлуатації. З математичної точки зору її можна розглядати як одну з задач з області континуального лінійного програмування [14]:

$$\left. \begin{aligned}
E_{\text{э max}}(\Omega_s) &= \max_{\Omega_i} R_{\Omega_i}(t) \int_{t_0}^t \left(N_0(1+a_0) + N_0 \left(\sum_{k=1}^r a_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\
E_{\text{т max}}(\Omega_s) &= \max_{\Omega_i} R_{\Omega_i}(t) \int_{t_0}^t \left(Q_0(1+d_0) + Q_0 \left(\sum_{k=1}^r d_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\
q_{\text{min}}(\Omega_s) &= \min_{\Omega_i} (1 - R_{\Omega_i}(t)) \int_{t_0}^t \left(q_0(1+b_0) + q_0 \left(\sum_{k=1}^r b_k \frac{(c_k + \gamma_k t) - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt \\
(i=1, 2, \dots, L)
\end{aligned} \right\} \quad (9.10)$$

або

$$\left. \begin{aligned}
E_{\text{э max}}(\Omega_s) &= \max_{\Omega_i} R_{\Omega_i}(t) \int_{t_0}^t \left(N_0(1+a_0) + N_0 \left(\sum_{k=1}^r a_k \frac{a_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n a_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\
E_{\text{т max}}(\Omega_s) &= \max_{\Omega_i} R_{\Omega_i}(t) \int_{t_0}^t \left(Q_0(1+d_0) + Q_0 \left(\sum_{k=1}^r d_k \frac{a_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n d_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt, \\
q_{\text{min}}(\Omega_s) &= \min_{\Omega_i} (1 - R_{\Omega_i}(t)) \int_{t_0}^t \left(q_0(1+b_0) + q_0 \left(\sum_{k=1}^r b_k \frac{\alpha_k e^{\beta_k t} - x_{k,0}}{x_{k,0}} + \sum_{k=r+1}^n b_k \frac{x_k(t_0) - x_{k,0}}{x_{k,0}} \right) \right) dt. \\
(i=1, 2, \dots, L)
\end{aligned} \right\} \quad (9.11)$$

Запропоновані постановка та математичні методи вирішення задач оцінки ефективності та оптимального синтезу теплових схем енергоблоків АЕС на основі аналізу параметрів функціонального стану і надійності устаткування і схем можуть бути використані при розробці та створенні їх систем автоматизованого проектування та управління технологічними процесами під час експлуатації.

9.3. Ідентифікація математичних моделей устаткування енергоблоків АЕС в процесі параметричної діагностики

Основою енергетики в багатьох країнах світу, яка зумовлює темпи їх економічного розвитку, є атомні електростанції. В той же час, саме вони як складні технологічні системи є об'єктами підвищеної техногенної небезпеки. Тому вже розроблені і продовжують розроблятися способи підвищення надійності, безпеки та ефективності енергетичного устаткування АЕС, які, в значній мірі, спираються на діагностичні процедури.

Одним з таких способів є застосування в складі АСУ ТП енергоблоків АЕС автоматизованих систем параметричної діагностики енергетичного устаткування, заснованих на математичному моделюванні технологічних процесів. Параметрична діагностика дозволяє встановити чинники відхилень параметрів устаткування від нормальних значень в результаті появи змін в його конструкції: певним значенням параметрів відповідають певні технічні стани.

Існують різні методи автоматизованої параметричної діагностики енергетичного устаткування АЕС, що базуються на математичному моделюванні технологічних процесів. Це імовірнісні методи оцінки стану устаткування на підставі порівняння розрахункових і нормативних значень діагностичних параметрів [1], методи, що засновані на теорії нечіткої логіки в рамках ідеології експертних систем, [15], методи, які використовують лінійні діагностичні моделі, [16, 17] та інші.

Вірогідність результатів діагностування за допомогою цих методів багато в чому визначається рівнем адекватності математичних моделей устаткування, що діагностується, тим технологічним процесам, які протікають в ньому. Однак, при експлуатації енергетичного устаткування, особливо при тривалому її періоді, його технічні характеристики, а, отже, і параметри технологічних процесів, змінюються під впливом зовнішніх факторів і в результаті зношення, або навіть руйнування, окремих конструктивних елементів. Зміна характеристик устаткування призводить, як правило, до зниження рівня адекватності і до втрати відповідності математичних виразів в моделях змісту процесів, що описуються ними. Наприклад, багато з формул в інтегральних методиках теплових і гідравлічних розрахунків тепломасообмінного енергетичного устаткування [1, 18, 19] отримані експериментальним шляхом і містять числові параметри, що ідентифікують модель і процес за результатами експериментів. Однак конструкції діагностованих об'єктів і значення параметрів технологічних процесів в них можуть, як було сказано вище, з перебігом часу відрізнятися від умов експериментів, в яких були отримані відповідні розрахункові формули. Тому для підвищення вірогідності результатів параметричної діагностики необхідно проводити ідентифікацію математичних моделей процесів до початку діагностування, іншими словами, коригувати їх на підставі аналізу результатів вимірювання параметрів процесів в дискретні моменти часу, що передують моменту проведення діагностики.

У загальному вигляді математичні моделі технологічних процесів в енергетичному устаткуванні, що засновані на інтегральних методиках розрахунків [1, 18, 19], являють собою систему нелінійних алгебраїчних рівнянь:

$$Y = f(X, \Lambda, G), \quad (9.12)$$

де X – вектор вхідних даних моделі; $\Lambda = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)^T$ – вектор числових параметрів, отриманих на підставі натурних експериментів, що дозволяють ідентифікувати модель процесу; G – вектор заданих конструктивних характеристик устаткування; Y – вектор вихідних даних моделі; $f = (f_1, f_2, \dots, f_m)^T$ – символічна запис функціональних відносин між X, Λ, G та Y .

Розглянемо випадок ідентифікації математичної моделі устаткування, коли окремі похідні вектор-функції f по $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n$ змінним можуть бути представлені в аналітичному вигляді. Припустимо, що вектор Y є вектор-стовпець вимірюваних вихідних параметрів технологічного процесу $Y = (y_1, y_2, \dots, y_m)^T$. Тоді, використовуючи архівні дані вимірювань параметрів процесу за попередній період експлуатації устаткування, можна розрахувати середнє значення вектора Y :

$$\bar{Y} = (\bar{y}_1, \bar{y}_2, \dots, \bar{y}_m)^T. \quad (9.13)$$

Підставляючи ці значення в (9.12), отримаємо m рівнянь щодо числових параметрів $\lambda_j, j = \overline{1, n}$:

[illegible]

Якщо в (9.14) $m = n$, тобто в разі, коли кількість рівнянь дорівнює кількості ідентифікованих параметрів $\lambda_j, j = \overline{1, n}$, рішення системи нелінійних рівнянь може бути знайдено стандартними методами обчислювальної математики, наприклад, модифікованим методом Ньютона [20, 21]:

$$\Lambda_{k+1} = \Lambda_k - W^{-1}(\Lambda_0) \cdot f(X, \Lambda_k, G), \quad (9.15)$$

де $\Lambda_k = (\lambda_1^{(k)}, \lambda_2^{(k)}, \dots, \lambda_n^{(k)})^T$, $\Lambda_0 = (\lambda_1^{(0)}, \lambda_2^{(0)}, \dots, \lambda_n^{(0)})^T = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n)^T$,
 k – номер ітерації, $W^{-1}(\Lambda_0)$ – матриця, обернена до матриці Якобі $W(\Lambda_0)$:

$$W(\Lambda_0) = f'(\Lambda_0) = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial \lambda_1} & \frac{\partial f_1}{\partial \lambda_2} & \dots & \frac{\partial f_1}{\partial \lambda_n} \\ \frac{\partial f_2}{\partial \lambda_1} & \frac{\partial f_2}{\partial \lambda_2} & \dots & \frac{\partial f_2}{\partial \lambda_n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \frac{\partial f_m}{\partial \lambda_1} & \frac{\partial f_m}{\partial \lambda_2} & \dots & \frac{\partial f_m}{\partial \lambda_n} \end{pmatrix}. \quad (9.16)$$

Для випадку $m < n$, коли кількість рівнянь менше кількості ідентифікованих параметрів $\lambda_j, j = \overline{1, n}$, розроблений такий підхід. Замість матриці $W(\Lambda_0) = f'(\Lambda_0)$ розглядається матриця $W_1(\Lambda_0)$, що складена з абсолютних значень величин матриці W :

$$W_1(\Lambda_0) = |f'(\Lambda_0)| = \begin{pmatrix} \left| \frac{\partial f_1}{\partial \lambda_1} \right| & \left| \frac{\partial f_1}{\partial \lambda_2} \right| & \dots & \left| \frac{\partial f_1}{\partial \lambda_n} \right| \\ \left| \frac{\partial f_2}{\partial \lambda_1} \right| & \left| \frac{\partial f_2}{\partial \lambda_2} \right| & \dots & \left| \frac{\partial f_2}{\partial \lambda_n} \right| \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \left| \frac{\partial f_m}{\partial \lambda_1} \right| & \left| \frac{\partial f_m}{\partial \lambda_2} \right| & \dots & \left| \frac{\partial f_m}{\partial \lambda_n} \right| \end{pmatrix}. \quad (9.17)$$

Використовуючи матрицю $W_1(\Lambda_0) = |f'(\Lambda_0)|$, формується квадратна матриця Якобі $W_2(\tilde{\Lambda}_0)$ розмірності $m_1 \times m_1$, стовпці якої містять елементи з максимальними значеннями модулів похідних $\max_{i,j} \left| \frac{\partial f_i}{\partial \lambda_j} \right|$,
 $i = \overline{1, m}; j = \overline{1, n}$, а визначник не дорівнює нулю. При цьому $m_1 \leq m$ і

$\Lambda_0 = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_{m_1})^T$ (з урахуванням відповідної зміни нумерації параметрів λ_j). Тобто, в цьому випадку, ідентифікація моделі технологічних процесів здійснюється з використанням матриці $W_2(\check{\Lambda}_0)$.

При $m > n$, тобто коли кількість рівнянь більше кількості ідентифікованих параметрів $\lambda_j, j = \overline{1, n}$, застосовується аналогічний підхід, як і для випадку $m < n$, з тією лише різницею, що матриця $W_2(\check{\Lambda}_0)$ формується з строк матриці $W(\Lambda_0) = f'(\Lambda_0)$.

Якщо похідні $\frac{\partial f_i}{\partial \lambda_j}$ в матриці Якобі важко розрахувати в аналітичному вигляді, можна використовувати існуючі програмні реалізації моделей (9.12) [1, 2] та з їх допомогою обчислювати похідні наближено за формулою:

$$\frac{\partial f_i}{\partial \lambda_j} \cong \frac{1}{2\Delta\lambda_j} \left((f(X, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_j + \Delta\lambda_j, \dots, \lambda_n, G) - f(X, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_j - \Delta\lambda_j, \dots, \lambda_n, G)) \right). \quad (9.18)$$

Таким чином, застосовуючи ітераційний процес (9.15) для знаходження значень ідентифікованих параметрів, можна здійснити ідентифікацію математичних моделей технологічних процесів в енергетичному устаткуванні АЕС, що дозволить підвищити адекватність моделей, а значить, й вірогідність діагностичних висновків при вирішенні задач параметричної діагностики.

9.4. Застосування методів інтервальної статистики для діагностики параметрів стану устаткування енергоблоків АЕС

Одними з найбільш важливих і актуальних проблем атомної енергетики, як до речі, і теплової, є задачі оптимізації планування і організації ремонтних робіт на енергоблоках електростанцій і розрахунку їх коефіцієнтів готовності на основі результатів діагностики технічного стану устат-

кування. Своєчасне і ефективне вирішення цих задач в практиці експлуатації енергоблоків АЕС дозволяє підвищити економічну ефективність проведення ремонтних робіт та визначити оптимальний резерв потужності енергосистеми, необхідний для компенсації недовиробітку електроенергії внаслідок простою енергоблоків під час ремонтів, забезпечивши, таким чином, стабільність роботи енергосистеми [22-24].

Досвід експлуатації багатьох зарубіжних АЕС, показники коефіцієнта використання встановленої потужності яких вже протягом багатьох років залишаються досить високими (вище 90 %), показує, що досягнення таких високих показників обумовлено, головним чином, впровадженням організаційно-технічних заходів щодо скорочення і оптимізації тривалості та обсягів ремонтних робіт [25]. При цьому реалізація концепції ремонтів за технічним станом можлива, в тому числі, і завдяки застосуванню всебічних і ефективних систем діагностики.

Впровадження ремонтів енергоблоків за технічним станом устаткування в експлуатаційну практику на АЕС значною мірою залежить від визначення достатнього для прийняття рішень обсягу діагностичних ознак, їх ідентифікації та методів обробки. В процесі експлуатації технічні системи та устаткування енергоблоків піддаються впливу значної кількості факторів, найчастіше випадкових за своєю природою, відбувається розсіювання параметрів технічного стану устаткування, що діагностується, має місце фактор невизначеності. Тому адекватність діагностичних моделей, обґрунтованість прийняття рішень про виведення устаткування в ремонт і визначення оптимальної тривалості міжремонтного періоду залежать від врахування нечіткої інформації про стан устаткування, сумарної невизначеності, яка накопичується під час експлуатації.

Технічний стан устаткування енергоблоку в період експлуатації окреслюється значеннями множини діагностичних ознак (функцій) $D(W)$, які є мірами якості його функціонування в момент часу $\tau_j, \tau_j \in [\tau_0, \tau]$. Автоматизовану діагностику технічного стану устаткування енергоблоку АЕС можна проводити за допомогою математичних моделей технологічних процесів, що відбуваються в устаткуванні, які об'єднані в імітаційну модель енергоблоку [1, 2]. Імітаційна модель енергоблоку, яка організована у вигляді логіко-числових операторів розрахунку параметрів технологічних процесів, дозволяє визначати техніко-економічні показники роботи енергоблоку та взаємний вплив параметрів

устаткування. Аналіз цих даних в конкретних умовах експлуатації дозволяє визначити найбільш суттєві сталі параметри і параметри, що змінюються, та сформулювати характеристики прогнозованого фону.

Серед критеріїв, за якими приймається рішення про проведення ремонту за технічним станом систем та устаткування, важливим показником є вплив на ефективність вироблення електричної і теплової енергії зміни параметрів устаткування та його відмова. Визначивши на підставі даних інтегральних експлуатаційних характеристик енергоблоків [1, 26, 27] темп спадання (відносно середнього рівня) показників ефективності функціонування систем та устаткування, можна встановити оптимальні строки служби, спрогнозувати тривалість міжремонтних періодів і термін економічно обґрунтованого виведення їх в ремонт. У разі прогнозування техніко-економічного рівня стану устаткування енергоблоків аналіз його поведінки в конкретних умовах експлуатації дозволяє виділити найбільш істотні (інформативні) сталі та змінні параметри, сформулювати характеристики прогнозного фону і отримати, таким чином, достатній обсяг діагностичних ознак. За допомогою експлуатаційних характеристик можна упорядкувати параметри за мірою їх впливу на стан систем та устаткування енергоблоків [1, 28].

Процес автоматизованої діагностики технічного стану устаткування енергоблоків АЕС можна представити наступною процедурою:

- планування й організація серії перевірок $\Pi = \{\pi_1, \dots, \pi_l\}$, які є експериментами $A_k, k = \overline{1, l}$ на імітаційній моделі енергоблоку для всього устаткування, яке підлягає діагностиці;

- визначення в процесі експлуатації на основі показників контрольно-вимірювальних приладів системи теплової автоматики і вимірювань енергоблоку значення вхідного впливу $Y_k, k = \overline{1, l}$ – початкових даних, що надходять в імітаційну модель енергоблоку, і відгуку моделі на цей вплив, як значення діагностичної функції $D(W(Y_k))$ (результат перевірки). З цієї метою попередньо розв'язується задача оптимізації вибору перевірок, що визначають технічний стан устаткування енергоблоку: загальна кількість перевірок має бути мінімальною, а кожна перевірка $\pi_k, k = \overline{1, l}$ повинна містити максимально можливий обсяг інформації $I_{\pi_k} \rightarrow \max$;

- зіставлення значень діагностичних функцій $D(W(Y_k))$, отриманих в результаті імітаційного експерименту на імітаційній моделі енергоблоку, з їх вимірними і нормативними значеннями з метою діагностичного висновку про причини і чинники змін технічного стану устаткування та визначення часу, що залишається до його відмови.

В загальному випадку, при діагностиці технічного стану устаткування енергоблоку за допомогою імітаційної моделі діагностичною функцією є багатопараметрична функція $W = W(\vec{X}(\tau))$. Вона характеризує вплив змін з часом t вектора параметрів устаткування $\vec{X} = \{X_1, \dots, X_m\}$, які відображають погіршення експлуатаційних характеристик в міжремонтний період, на ефективність функціонування енергоблоку. Імітаційна модель енергоблоку дозволяє отримати залежності, котрі прогнозують вплив змін кожного з параметрів X_r на W з часом t : $W_r = W_r(X_r(\tau))$, $r = \overline{1, m}$.

Оскільки прогнозовані процеси змін експлуатаційних характеристик устаткування енергоблоку в міжремонтний період – випадкові функції часу, для їх зображення можна застосувати апарат теорії випадкових процесів. В такому випадку для фіксованого моменту часу $\tau_j, \tau_j \in [\tau_0, \tau]$, випадковий процес $\xi^r(\tau)$ – випадкова величина, що характеризується одновимірною густиною розподілу $f(x_r, \tau_j)$.

Результатом імовірнісного прогнозування змін параметрів устаткування енергоблоку є обчислена для нього ймовірність працездатного стану $P_{r \text{ work}}(\xi^r(\tau_j) < g_r) = \int_{x_{r \text{ min}}}^{x_{r \text{ max}}} f(x_r, \tau_j) dx_r$, $r = \overline{1, m}$, де $f(x_r, \tau_j)$ – відома густина ймовірностей перерізу випадкового процесу в момент τ_j ; g_r – допустиме значення x_r .

Імітаційна модель енергоблоку дозволяє визначити сукупний вплив змін з часом k параметрів устаткування енергоблоку на показники його

працездатності: $W_{\Sigma} = \sum_{i=1}^k W_i(X_i(\tau_j)), k \leq m$. Ймовірність такого впливу

складає $P_{\Sigma} = \prod_{i=1}^k P_{i \text{ work}}$.

Вимірювання технологічних параметрів за допомогою контрольно-вимірювальних приладів в процесі експлуатації енергоблоку здійснюється, як правило, в умовах різних випадкових перешкод і похибок. Враховуючи це, результати вимірювань багатопараметричної діагностичної функції W в фіксований момент часу τ_j на працюючому устаткуванні можна вважати інтервальним оцінюванням, тобто як інтервал між статистиками, що містять з певною ймовірністю дійсне значення W . Таким чином, вимірювану функцію W можна вважати випадковою величиною з вибірки n вимірювань з невідомим середнім μ . В імовірнісній теорії математичної статистики вибірка — набір незалежних в сукупності однаково розподілених випадкових величин. Однак ретельний аналіз більшості реальних практичних задач показує, що відомою є не вибірка W_i^l , а величини $W_i^{l*} = W_i^l + \varepsilon^l$, де ε^l — певні похибки вимірювань, спостережень, аналізу, експериментів, досліджень (наприклад, інструментальні похибки). Одна з причин — запис результатів спостережень зі скінченною кількістю значущих цифр. І, таким чином, важливим при побудові статистики, на якій базуються статистичні висновки і яка застосовується для оцінювання параметрів і характеристик розподілу та перевірки гіпотез, є дотримання принципу, що відомим є значення статистики від змінної W_i^* , а не W_i [29]. Якщо похибки задовольняють умові $\forall l: |\varepsilon^l| \leq \Delta$, то початкові дані зображуються у вигляді інтервалів $[W_i^l - \Delta; W_i^l + \Delta]$, причому обмеження на похибки можна задавати різними способами — окрім абсолютних застосовуються відносні, а також інші показники відмінності між W_i^* і W_i .

Виходячи з положень класичної статистики, можна стверджувати наступне. Мінімальне і максимальне значення функції W у вибірці можна

взяти як нижню та верхню межі довірчого інтервалу $W_{\min} \leq W \leq W_{\max}$, а величину $(1 - \alpha)$ – вважати довірчою ймовірністю (α – прийнятий рівень значущості). Якщо відомо, що розподіл W є нормальним, то величина

на $\frac{(\bar{W} - \mu)\sqrt{n}}{S}$ підлягає t -розподілу Стюдента з $(n - 1)$ ступенями вільності. Тут \bar{W} – вибіркове середнє значення результатів вимірювань багатораметричної функції W , тобто $\bar{W} = \frac{1}{n} \sum_{v=1}^n W_v$, а S – вибіркова дисперсія й

$S^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{v=1}^n (W_v - \bar{W})^2$. Слід додати, що за невеликою кількістю спостережень неможна надійно встановити нормальність, а зі збільшенням об'єму вибірки квантілі розподілу Стюдента наближаються до квантілів нормального розподілу.

Тоді відсотковий довірчий інтервал для діагностичної функції W приймає вигляд $\mu = \bar{W} \mp t_{n-1}^{1-\alpha/2} \frac{S}{\sqrt{n}}$, де $t_{n-1}^{1-\alpha/2}$ – квантіль t -розподілу Стюдента з $(n - 1)$ числом ступенів вільності рівня $\left(1 - \frac{\alpha}{2}\right)$.

Це положення застосовується для побудови за результатами вимірювань цілої серії довірчих інтервалів діагностичної функції W , що відрізняються один від одного ймовірністю визначення значень цієї функції в кожному з інтервалів $P_W \left(-t_{n-1}^{1-\alpha/2} < \frac{(\bar{W} - \mu)\sqrt{n}}{S} < t_{n-1}^{1-\alpha/2} \right) = 1 - \alpha$.

Застосування методів інтервальної статистики визначає інший довірчий інтервал для математичного очікування μ для заданої довірчої ймовірності $(1 - \alpha)$:

$$\left[\mu - \Delta - u(\alpha - 1) \frac{S}{\sqrt{n}}; \mu + \Delta + u(\alpha - 1) \frac{S}{\sqrt{n}} \right], \text{ де } u(1 - \alpha) -$$

квантіль порядку $\frac{(\alpha + 1)}{2}$ стандартного нормального розподілу з нульовим математичним очікуванням та одиничною дисперсією. Тобто, при

збільшенні об'єму вибірки довжина довірчого інтервалу не може бути менше $2C \cdot \Delta$, де C – певна стала для оцінки нотни (нотна – величина максимально можливого відхилення, викликаного похибками спостережень ε :

$$N(\varphi(W_i)) = \sup_{\varepsilon} |\varphi(W_i) - \varphi(W_i^*)|, \quad \varphi - \text{статистика}).$$

Втім важливою пере-

вагою оцінки μ таким способом не є лише поширення інтервалу і врахування, таким способом, похибок спостережень, але і те, що розподіли результатів спостережень в багатьох практичних задачах найчастіше відрізняються від нормальних.

В процесі діагностики проводиться порівняння осередненого результату вимірювань діагностичної функції $\bar{W}_{\text{изм}}$ та обчисленого за допомогою імітаційної моделі енергоблоку значення цієї ж функції W_{Σ} , яке є сумою впливів окремих можливих причин (позитивний результат перевірки π_k) в момент часу τ_j , що відповідає проведеним вимірюванням. Для цього застосовується статистична теорія перевірки альтернативних гіпотез

$$\begin{cases} H_0 : W_{\Sigma} = \bar{W}_{\text{изм}} \\ H_1 : W_{\Sigma} \neq \bar{W}_{\text{изм}} \end{cases}.$$

Гіпотезу H_0 відхиляють, якщо абсолютне значення статистики

$$|t_0| = \left| \frac{(W_{\Sigma} - \bar{W}_{\text{изм}})}{S / \sqrt{n}} \right| > t_{n-1}^{1-\alpha/2}. \quad \text{В цьому випадку в процесі діагностики при-}$$

ходять до висновку, що $W_{\Sigma} \neq \bar{W}_{\text{изм}}$, а величина $|W_{\Sigma} - \bar{W}_{\text{изм}}| = \Delta W$ застосовується для прийняття рішення щодо причин, які вплинули на технічний стан устаткування. Чим менше ΔW , тим більше ймовірність того, що власне ці причини змінили стан устаткування. Більш ймовірними будуть ті причини, за яких W_{Σ} потрапляє у межі довірчого інтервалу $\delta = \pm t_{n-1}^{1-\alpha/2} \cdot S / \sqrt{n}$, де ймовірність можливої похибки α мінімальна. Ймовірність прийняття рішення в результаті діагностики дорівнює

$P = (1 - \alpha) \prod_{i=1}^k P_{i \text{ work}}$. При виконанні гіпотези H_0 , тобто якщо $W_{\Sigma} = \bar{W}_{\text{изм}}$,

ймовірність прийняття рішення буде максимальною (через те, що ймовірність похибки дорівнює нулю): $P = \prod_{i=1}^k P_{i \text{ work}}$.

Підхід статистики інтервальних даних до визначення «дійсного» значення порогу C при перевірці гіпотез, який відповідає реально застосованому критерію, знаходиться на інтервалі довжиною дві нотни. Значення порогу доцільно замінити на величину більшу на одну нотну. Це гарантує, що ймовірність відхилити нульову гіпотезу, якщо вона є вірною, не більше α .

Для визначення залежностей, що описують зміну технічного стану і надійність працездатності устаткування, а також часу, що залишився до його відмови, з метою планування термінів і тривалості ремонтів та обчислення коефіцієнта готовності енергоблоків пропонується такий підхід.

На прогнозованому часовому інтервалі експлуатації енергоблоку параметри його устаткування підлягають еволюції в результаті зміни технічного стану устаткування. В результаті стійкості фізико-хімічних процесів, що викликають ці зміни, параметри є неперервними і монотонними функціями часу τ , які можна вважати напівмарковськими залежностями з відомими апроксимаціями їх реалізацій [30].

У розділі 9.2 вже зазначалося, що ці апроксимації представляються різними функціями. В практиці експлуатації устаткування енергоблоків АЕС найчастіше зустрічаються лінійні та експоненціальні функції [12], які записуються відповідно, як $x_r(\tau) = \alpha_r + \beta_r \cdot \tau$ і $x_r(\tau) = c_r \cdot e^{\gamma_r \tau}$, де $r = \overline{1, m}$.

З початком експлуатації устаткування в момент часу $\tau_0 = 0$, за допомогою штатної або спеціальної системи контрольно-вимірювальних приладів енергоблоку та його імітаційної моделі запропонованим в розділі 9.2 методом здійснюється діагностика технічного стану устаткування в усьому часовому інтервалі експлуатації $\delta\tau = \tau - \tau_0$ і, таким чином, послідовно спостерігаються реалізації функцій $x_r(\tau)$, $r = \overline{1, m}$ до кінця про-

гнозованого інтервалу експлуатації τ . З отриманих в процесі спостережень в точках $\tau_j, \tau_j \in [\tau_0, \tau]$ дискретних значень реалізацій, обираються кращі екстраполяційні криві $x_r(\tau), r = \overline{1, m}$, тобто обчислюються коефіцієнти α_r, β_r або c_r, γ_r апроксимаційних залежностей, причому кожні нові значення реалізацій, що спостерігалися, уточнюють криві прогнозу $x_r(\tau), r = \overline{1, m}$. Точка перетину функції $x_r(\tau), r = \overline{1, m}$, яка описує зміну технічного стану устаткування, що діагностується, з заданою межею $g_r, r = \overline{1, m}$, що визначає граничне значення цієї функції, виходячи з техніко-економічних показників енергоблоку або надійності його роботи, інтерпретується як наробок устаткування на відмову. Це дозволяє визначити час $\Delta\tau = \tau^* - \tau_j$, що залишився до моменту необхідного ремонту устаткування (до його відмови) τ^* від моменту діагностики технічного стану τ_j .

Залежності $x_r(\tau), r = \overline{1, m}$, які побудовані для всієї сукупності устаткування, що знаходиться в експлуатації, становлять базу даних еволюцій параметрів стану і надійності устаткування для конкретних типів енергоблоків АЕС та умов їх експлуатації. Така база може бути застосована на різних етапах життєвого циклу енергоблоків, у тому числі для планування тривалості ремонтних робіт на електростанціях і визначення коефіцієнта використання встановленої потужності або коефіцієнта готовності.

Критеріями, за якими проводиться планування тривалості ремонтних робіт, виступають економічні показники у вигляді сумарних витрат (втрат) електростанції, пов'язаних з ремонтами енергоблоків [31]:

$$B_{п.р.} = B_E + B_{п.} + B_M + B_p, \quad (9.19)$$

де B_E – витрати, що обумовлені недовиробітком електричної енергії внаслідок простою енергоблоків під час ремонтів і які залежать від цілого ряду техніко-економічних чинників (рівня енергоспоживання в енергосистемі під час ремонтів, можливих штрафних санкцій за перевищення строків ремонтів та ін.); $B_{п.}$ – витрати на підготовчі роботи, що передують

ють ремонту; B_m – витрати на ремонтні матеріали і запасні частини; B_p – витрати на безпосереднє проведення ремонтних робіт.

Тривалість планованих ремонтних робіт є функцією витрат на ці роботи $\tau_{п,р} = f(B_{п,р})$ і підпорядковується співвідношенню $\tau_{п,р} \geq \tau_{п,р\min}$, де $\tau_{п,р\min}$ – мінімально можлива тривалість ремонту енергоблоку.

Час $\Delta\tau$, що залишився до відмови устаткування енергоблоку від моменту діагностики його технічного стану, і тривалість планового ремонту $\tau_{п,р}$ визначають коефіцієнт готовності енергоблоку K_r , що є одним з показників надійності, за відомою формулою:

$$K_r = \frac{\Delta\tau}{\Delta\tau + \tau_{п,р}}. \quad (9.20)$$

Мінімально можлива тривалість ремонту енергоблоку $\tau_{п,р\min}$ визначається, в основному, виходячи з таких технологічних та економічних передумов: ремонтні роботи не можна виконати швидше, ніж протягом часу $\tau_{п,р\min}$ через відсутність на електростанції відповідних ремонтних технологій; при $\tau_{п,р} = \tau_{п,р\min}$ витрати на безпосереднє проведення ремонтних робіт B_p максимальні; витрати на підготовчі роботи, що передують ремонту, $B_{п,р}$ також, як правило, максимальні; втрати, B_E , що обумовлені недовиробітком електроенергії, мінімальні; витрати на ремонтні матеріали і запасні частини B_m здебільше не залежать від термінів ремонту.

При збільшенні планованої тривалості ремонту устаткування $\tau_{п,р}$ в порівнянні з $\tau_{п,р\min}$ спостерігається зменшення коефіцієнта готовності енергоблоку на величину ΔK_r відповідно до залежності

$$\Delta K_r = \frac{\Delta\tau(\tau_{п,р} - \tau_{п,р\min})}{(\Delta\tau + \tau_{п,р\min})(\Delta\tau + \tau_{п,р})}. \quad (9.21)$$

З цієї причини збільшення тривалості планованих ремонтних робіт на зупинених енергоблоках електростанцій призводить до зниження надійності енергоблоків АЕС за таким показником як коефіцієнт готовності K_T .

Запропоновані методи та підходи дозволяють підвищити адекватність діагностичних моделей і можуть бути реалізовані в спеціалізованих програмно-технічних засобах, що входять до складу АСК ТП енергоблоків АЕС, для діагностики технічного стану устаткування, планування тривалості ремонтних робіт і розрахунку коефіцієнтів готовності енергоблоків.

9.5. Аналіз методів і моделей оптимального розподілу навантажень між енергоблоками електростанцій

В загальному вигляді задача оптимального розподілу навантажень між енергоблоками електростанцій – задача пошуку такого розподілу навантажень, при якому критерій оптимальності у вигляді витрат на видобуток заданої кількості електроенергії в межах терміну оптимізації досягає свого мінімуму:

$$F(\vec{x}) = \int_0^T \sum_{i=1}^N \alpha_i(t) K_{zi} [P_{ni}(t)] dt + \sum_{i=1}^N K_{rTi} + \int_0^T \mu(t) P_w(t) dt \xrightarrow{\vec{x} \in \Omega, t \in [0; T]} \min, \quad (9.22)$$

де \vec{x} – вектор змінних (параметрів), T – термін оптимізації (год), i – номер енергоблоку, N – кількість активних енергогенеруючих одиниць (енергоблоків), $K_{zi} [P_{ni}(t)]$ – потік витрат на виробництво електроенергії за умови, що i -й енергоблок має навантаження потужності P_{ni} , P_{ni} – активне навантаження i -го енергоблоку (МВт), $\alpha_i(t)$ – функція, яка дорівнює одиниці, якщо в момент часу t i -й енергоблок працює, і дорівнює нулю в випадку, коли енергоблок знаходиться в резерві, K_{rTi} – сумарні кошти на відключення, пуск та перебування в резерві i -го енергоблоку в період $[0; T]$, $\mu(t)P_w(t)$ – вартість виробництва енергоблоком активної

потужності P_w , $\mu(t)$ – функція, яка враховує вплив на вартість питомих витрат теплоти (палива), Ω – множина змінних, що характеризує простір можливого стану функціонування енергосистеми та її елементів.

В більшості випадків задачу розподілу навантажень між енергоблоками електростанції зручніше розглядати в дискретній формі [32]. Обирається крок дискретизації Δt терміну оптимізації T і, відповідно, критерій якості має вигляд

$$F = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^N \alpha_i(j) K_{vi} [P_{ni}(j)] \Delta t + \alpha_i(j) [1 - \alpha_i(j-1)] K_{\Sigma i}(t_{pi}) \rightarrow \min, \quad (9.23)$$

де $m = \frac{T}{\Delta t}$, t_{pi} – термін, протягом якого i -й енергоблок перебуває в резерві, $P_{ni}(j)$ – навантаження i -го енергоблоку в момент j , $K_{vi} [P_{ni}(j)]$ – потік витрат на виробництво електроенергії за умови, що i -й енергоблок має навантаження потужності P_{ni} в момент j , функція $\alpha_i(j) = \begin{cases} 1, & \text{якщо } i\text{-й енергоблок працює в момент } j \\ 0, & \text{якщо } i\text{-й енергоблок не працює в момент } j \end{cases}$, $K_{\Sigma i}(t_{pi})$ – сумарні кошти на відключення, перебування в резерві та пуск i -го енергоблоку після закінчення терміну t_{pi} .

Параметри та характеристики основного та допоміжного устаткування енергоблоків електростанцій, елементів їхніх теплових схем змінюються в процесі експлуатації під впливом різних факторів. Чинники, що впливають на електричну потужність та теплову економічність енергоблоку, можна поділити на такі основні групи:

- енергосистемні умови, що визначають графік електричного навантаження у часі;
- умови відпуску теплоти, які визначають графік теплофікаційного навантаження, кількість і якість пари, що передається споживачу;
- умови циркуляційного водопостачання, що визначають тиск у конденсаторах (температура та якість охолоджуючої води, періодичність чистки трубних пучків конденсаторів тощо);

- експлуатаційні погіршення економічних характеристик проточної частини турбіни, теплообмінного устаткування, насосів та іншого устаткування завдяки зміні їхнього стану в міжремонтний період;

- показники надійності основного та допоміжного устаткування, що визначають необхідність планових та аварійних відключень даного устаткування.

Оцінити вплив наведених чинників на основні показники вироблення електричної та теплової енергії і, відповідно, на витрати на їх виробництво дозволяють експлуатаційні (енергетичні) характеристики енергоблоків – функції $K_{zi}[P_{ni}(t)]$ в (9.22). Вони є відправною інформацією для розв’язання задач пошуку оптимальних режимів керування роботою енергетичного устаткування, зокрема задач оптимального розподілу навантажень між енергоблоками електростанцій.

Аналіз досліджень, проведених в напрямку побудування моделей енергетичних характеристик для розв’язання задачі оптимального розподілу навантажень між енергоблоками електростанцій, дозволяє сформулювати низку проблем методологічного характеру:

- проблема вибору з множини керованих параметрів найбільш значущих щодо визначення реального технічного стану устаткування;

- побудова не лише нормативних експлуатаційних (енергетичних) характеристик енергоблоків на номінальних режимах роботи, але й таких характеристик, які адекватно описують стан устаткування при роботі в режимах часткового навантаження;

- створення математичних моделей систем і устаткування електростанцій і постановка задачі їх оптимізації в умовах невизначеності інформації;

- проблема багатокритеріальної постановки задачі (врахування факторів надійності систем і устаткування, екологічні обмеження, оптимізація режимних параметрів кожного енергоблоку тощо);

- залежність вигляду експлуатаційних (енергетичних) характеристик від рівня деталізації задачі (блочний, загальностанційний чи загальносистемний), на якому здійснюється постановка і розв’язання оптимізаційної задачі, та інші проблеми.

Задача вибору оптимального розподілу навантажень на працюючому устаткуванні електростанцій, що забезпечує мінімальну сумарну витрату

теплоти (палива), виникла разом з розвитком електростанцій та енергосистем. Перші роботи в цьому напрямку з'явилися вже в двадцяті-тридцять роки XX сторіччя [33, 34, 35, 36]. Запропоновані в той час методологічні підходи розв'язання даної задачі зводилися до впорядкування устаткування за ознакою їхньої ефективності і, відповідно, навантаженням, в першу чергу, устаткування з найвищими показниками ефективності. Зміст відкритого в той час методу відносних приростів – навантажити одиницю устаткування, яка характеризується найменшим відносним приростом витрат на паливо в поточний момент експлуатації. Пізніше було застосовано критерій, який залишається актуальним аж до сьогодні: мінімум витрат досягається за умови рівності відносних приростів одиниць устаткування, які працюють в одній системі.

Протягом тривалого часу задача розподілу навантажень в умовах існуючого енергетичного ринку розв'язувалася методами введення функції Лагранжа з подальшим пошуком її екстремуму або за допомогою методу динамічного програмування. При такому підході розглядається задача:

$$\begin{cases} F = \sum_{i=1}^N K_{zi} [P_{ni}] \rightarrow \min; \\ \sum_{i=1}^N P_{ni} - P_z - \Delta P_s = 0, \end{cases} \quad (9.24)$$

де друге рівняння в системі (9.24) – баланс потужності; P_z – потужність, яку вимагає енергосистема, ΔP_s – втрати потужності в системі. А далі складається функція Лагранжа:

$$L = \sum_{i=1}^N K_{zi} [P_{ni}] - \lambda \cdot \left(\sum_{i=1}^N P_{ni} - P_z - \Delta P_s \right), \quad (9.25)$$

де λ – невизначений множник Лагранжа.

Необхідна умова існування екстремуму функції F в точці $(P_{n1}, P_{n2}, \dots, P_{nN})$ є виконання в цій точці системи рівнянь:

$$\frac{\partial L}{\partial P_{ni}} = \frac{dK_{zi}(P_{ni})}{dP_{ni}} - \lambda \left(1 - \frac{\partial \Delta P_s}{\partial P_{ni}} \right) = 0, \quad i = \overline{1, N}, \quad (9.26)$$

де $\frac{dK_{zi}(P_{ni})}{dP_{ni}} = \varepsilon_i$ – відносний приріст змінних витрат i -го енергоблоку,

$\frac{\partial \Delta P_s}{\partial P_{ni}} = \sigma_i$ – відносний приріст сітьових витрат при малій зміні потужності P_{ni} . Тоді відповідно умова економічного розподілу навантажень має вигляд:

$$\frac{\varepsilon_1}{1 - \sigma_1} = \frac{\varepsilon_2}{1 - \sigma_2} = \dots = \frac{\varepsilon_N}{1 - \sigma_N} = \lambda = \varepsilon_0, \quad (9.27)$$

або без врахування сітьових витрат:

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \dots = \varepsilon_N = \varepsilon_v, \quad (9.28)$$

де ε_0 – відносний приріст з врахуванням сітьових витрат, тобто на рівні одержувача електроенергії, ε_v – відносний приріст, що обчислюється на рівні виробництва енергії.

Врахування вигляду характеристик енергоблоків визначає обмеження на потужності енергогенеруючих одиниць у вигляді нерівностей:

$$P_{n\min} \leq P_{ni} \leq P_{n\max}, \quad i = \overline{1, N}. \quad (9.29)$$

Метод оптимального розподілу навантажень за методом рівних відносних приростів коштів вимагає неперервності й строгої опуклості цільової функції, а також формулювання обмежень у вигляді рівнянь. Цього вимагання дотримуються лише частково, через те, що експлуатаційні характеристики енергоблоків часто є функціями з розривами типу «скачок».

В роботі [37] розглянуто методику вибору оптимальних параметрів й метод ітераційного розв'язання задачі оптимального розподілу навантажень між генеруючими потужностями на рівні станції. На першій ітерації здійснюється розподіл навантажень на основі нормативних експлуатаційних характеристик окремих енергоблоків у вигляді залежностей витрат теплоти або палива від електричної потужності, отриманих при номінальних початкових і кінцевих параметрах пари. Далі здійснюється пошук оптимальних початкових та кінцевих параметрів пари в реальних умовах експлуатації кожного енергоблоку, з врахуванням яких на наступ-

ній ітерації виконуються корегування характеристик і повторний оптимальний розподіл навантажень. Ітераційний процес продовжується до моменту отримання достатньо близьких розв'язків між двома послідовними ітераціями. Таким чином, з множини керованих параметрів обирається початковий тиск свіжої пари, тиск пари в конденсаторі, температура свіжої пари, температура відходячих газів як найбільш значущі параметри.

Для промислово-опалювальних ТЕЦ з поперечними магістралями в [38] на основі узагальненого аналізу функціонування підігрівників високого тиску в різних режимах роботи побудовані експлуатаційні характеристики теплофікаційних турбоустановок з врахуванням впливу розподілу потоків живильної води. При обчисленні поправок до названих характеристик пропонується застосовувати математичну модель розрахунку гідравлічної схеми живильного тракту, яку також можна включити в розрахунок експлуатаційних характеристик турбін і котлів при їх комп'ютерному моделюванні. В основу розв'язання задачі розподілу навантажень положено метод декомпозиції початкової схеми ТЕЦ з метою зменшення розміру оптимізаційної задачі, що дозволило застосувати апарат динамічного програмування для невеликої кількості турбоагрегатів при розподілі не більш ніж двох видів навантажень.

Критерієм оптимізації при роботі за тепловим графіком прийнята питома витрата теплоти на групу устаткування $q = \left(\sum_i Q_i \right) / \left(\sum_i N_i \right) \rightarrow \min$, де Q_i – теплове навантаження i -го агрегату; N_i – електричне навантаження i -го агрегату.

Для пошуку глобального екстремуму в [38] побудовано ітераційну схему послідовного розв'язання окремих задач.

Стан будь-якої складної технічної системи неможна визначити точніше, ніж це обумовлено її теоретично-експериментальною базою. Через складність технічних систем, холархію комплексів, які є їх моделями, а також шумового фону фактична невизначеність є значно більша від базової і повинна оцінюватися на кожному етапі моделювання. Тому в задачах оптимізації побудова моделі описання факторів невизначеності відіграє досить важливу роль. Методологічно доцільно розрізняти чотири основні ситуації: стохастичний, статистичний, інтервальний й нечіткий описи [39, 40].

Стохастичний опис застосовується в тому випадку, коли факторам невизначеності можна приписати ймовірнісний, випадковий характер. Випадкові фактори можна описати докладно, якщо задано їх густина ймовірності. Виходячи з цього, деякі спеціалісти визначають дану ситуацію як детерміновану [39].

Статистичний опис можливий, якщо модель об'єкта визначається за результатами вибіркового експериментів в умовах впливу випадкових завад і похибок, а тому отримують лише оцінки математичного очікування й дисперсії.

Інтервальне представлення факторів невизначеності останнім часом привертає все більшу увагу як найменш обмежувальне. В ситуаціях, коли навіть гіпотетично неможна припустити можливість багаторазового проведення експерименту й нічого невідомо щодо факторів невизначеності, окрім їхньої властивості бути обмеженими, природною моделлю описання факторів є представлення їх в інтервальній формі. В роботі [41] запропоновано методику математичного моделювання й оптимізації роботи енергоблоків з врахуванням того, що параметри моделей відомі з точністю до інтервалу. У ній на основі результатів статистичного аналізу даних, отриманих при натурних випробуваннях енергоблоків, створюється модель, і використовуються довірчі інтервали для всіх коефіцієнтів регресійних поліномів. За допомогою методології інтервального аналізу [42] мінімізується інтервальна функція з інтервальними обмеженнями. Методика мінімізації забезпечує зменшення як середніх інтервальних значень, так і ширини інтервалу в міру просування до мінімуму. Інтервали порівнюються на основі ймовірнісного підходу. Розроблена методика дозволяє при вирішенні задачі оптимізації спільної роботи енергоблоків отримувати результати, які більш відповідають реальній ситуації, ніж отримані при використанні традиційних підходів, коли при розрахунках недостатньо точно знані параметри замінюються їх середніми значеннями, і можна спостерігати втрату досить корисної інформації.

Форма нечіткого опису факторів невизначеності використовує методи теорії нечітких множин. В роботі [43], використовуючи елементи нечітко-інтервальної математики, узагальнюється звичайний інтервальний підхід [41], що дозволяє трансформувати частотні розподіли в нечіткі інтервали з мінімальною втратою інформації [44]. Регресійні залежності відповідно до принципу розширення Л. Заде замінюються їх нечітко-інтервальними аналогами. Алгоритмом оптимізації є метод випадкового

пошуку – прямі вибіркові процедури зі зменшенням інтервалу. Реалізація методу здійснювалася при пошуку оптимальних режимів роботи котельних установок з метою максимізації їх ККД, але через наявність узагальненості метод може застосовуватися і в задачах оптимізації режимів роботи іншого енергетичного устаткування.

Для планування основних виробничих показників, включаючи оптимізацію розподілу навантаження між електростанціями енергосистеми, найчастіше використовуються варіантні розрахунки, які є однофакторними експериментами. Ця методика не дозволяє оцінити очікувані значення інтегральних техніко-економічних показників при існуючій невизначеності у значеннях цілої системи визначальних параметрів. В роботі [45] пропонується використовувати апарат інтервальної математики для формалізації варіантних розрахунків. Задача оптимального розподілу навантажень представлена в цій роботі як «мінімаксна» задача пошуку, а побудована модель питомої витрати умовного палива дозволяє привести задачу оптимізації до задачі лінійного програмування по вектору навантажень.

У цьому дослідженні пошук оптимального розв'язку в задачі розподілу навантажень між конденсаційними енергоблоками ТЕС з турбінами К-200-130 і К-210-130 проведено з врахуванням похибок витратних характеристик енергоблоків, математичні моделі яких побудовані на основі статистичної обробки результатів пасивного експерименту. У ході розв'язання вводяться значення відносних похибок вимірювання для питомої витрати твердого палива на передачу електроенергії δ_b і для електричної потужності δ_N . В інтервалі невизначеності видаткової характеристики, що визначається абсолютною похибкою витрати палива на відпуск електроенергії $B(N)\sqrt{\delta_N^2 + \delta_b^2}$, авторами були побудовані характеристики з максимальною і мінімальною крутизною в заданому коридорі

$$\left[B(N) - B(N)\sqrt{\delta_N^2 + \delta_b^2}; \quad B(N) + B(N)\sqrt{\delta_N^2 + \delta_b^2} \right].$$

У результаті оптимального розподілу навантажень з урахуванням похибок витратних характеристик енергоблоків оператору АСУ ТП видають не жорсткі рекомендації по навантаженню, а пропонується деякий діапазон електричного навантаження, в межах якого і слід навантажувати

кожен блок. Регресійні рівняння витратних характеристик, побудовані авторами за результатами пасивного експерименту, могли б бути більш точними при проведенні активного експерименту. Розподіл навантажень між енергоблоками здійснювався методом динамічного програмування [46, 47].

Методика вибору складу генеруючого устаткування конденсаційних електростанцій і оптимального розподілу електричного навантаження між енергоблоками при покритті добових графіків електричного навантаження, що враховує індивідуальні характеристики кожного енергоблоку (як-то економічність, надійність та маневреність), представлена в роботах [48–51].

Задача розподілу електричного та теплового навантаження між енергоблоками в [50] формулюється як багатокритеріальна задача статичної оптимізації, що включає підзадачу оптимізації режимних параметрів енергоблоків станції (розв'язок, отриманий при оптимізації деякого комплексу режимних параметрів, є основою для вирішення задачі розподілу навантажень); критерії якості – критерії оптимальності по витраті палива, надійності та екологічним показникам. У перших двох критеріях витратні характеристики і характеристики надійності енергоблоків є функціями режиму роботи станції, електричної та теплової потужності енергоблоків і комплексу режимних параметрів енергоблоків, що залежать, у свою чергу, від навантажень енергоблоків і в загальному випадку вимагають підбору оптимальних значень. Екологічні показники – функції режиму роботи станції, електричної та теплової потужності енергоблоків. Обмеженнями є допустимі межі навантажень для кожного енергоблоку і задані сумарні потужності для всієї станції. Також припускається введення обмежень щодо активних і повних потужностей енергоблоків, кількості працюючих енергоблоків і кількості комбінацій включених енергоблоків. Вибір оптимальних режимних параметрів енергоблоку (перший етап задачі) здійснюється шляхом побудови узагальненої видаткової характеристики блоку як функції електричного і теплового навантаження, тобто, в процесі вирішення такого завдання:

$$B(p, q) = \min_{\Pi_k} \{B(p, q, \Pi_k)\},$$

де p – електрична потужність, q – теплове навантаження, Π_k – комплекс параметрів, що підлягають оптимізації.

Далі створюється цільова функція як сума отриманих характеристик. Задача визначення її мінімуму в даній роботі вирішується методом динамічного програмування.

Важливі принципи моделювання розподілених систем управління технологічним процесом енергоблоків ТЕС, які можуть знайти застосування і при розв'язанні задач управління енергоблоками АЕС, що передбачають створення економіко-математичних моделей на блоковому і загальностанційному рівнях, викладені в [52]. В цій роботі на основі ієрархічного принципу організації управління тепловою електростанцією і притаманній йому схемі обертання інформації в багаторівневій ієрархічній системі, пропонуються критерії, що полегшують декомпозицію складних систем, і рекомендується використовувати безпосередню передачу на верхній рівень лише тих інформаційних сигналів, які пов'язані з визначенням цільової функції цього рівня або з обчисленням техніко-економічних показників підпорядкованих об'єктів. Такий підхід знаходить відображення при вирішенні задачі оптимального розподілу електричних навантажень між енергоблоками, що працюють паралельно. Для вирішення задач оптимізації технологічного процесу моноенергоблока пропонується модель енергетичної характеристики енергоблоку з врахуванням факторів, які впливають на технологічний процес, в такому вигляді:

$$B_T = b_0 + \sum_{i=1}^k b_i y_i + \sum_{i=1}^k b_{ji} y_j y_i ,$$

де B_T – витрата палива.

Такими факторами, стосовно енергоблоку ТЕС потужністю 210 МВт, є електрична потужність, надлишковий вміст кисню в димових газах, температура газів, температура циркуляційної води на вході в конденсатор, тиск пари в конденсаторі, температура первинного перегріву пари.

Блокова модель, що застосовується на верхньому рівні, представлена в спрощеному вигляді:

$$B_{Ti} = b_{0i} + b_{1i} N_i + b_{2i} N_i^2 ,$$

де $B_{T\Sigma}$ – сумарна витрата палива.

Цей вираз застосовується як одна зі складових сімейства моделей витрат палива, які утворюють цільову функцію на станційному рівні (n енергоблоків):

$$B_{T_{\Sigma}} = \sum_{i=1}^n B_{Ti} = \sum_{i=1}^n b_{0i} + \sum_{i=1}^n b_{1i} N_i + \sum_{i=1}^n b_{2i} N_i^2,$$

де $B_{T_{\Sigma}}$ – сумарні витрати палива.

В роботі [53] розглядається розв’язання задачі розподілу навантажень між енергоблоками АЕС з довільною формою витратних характеристик, які коригуються з врахуванням відхилень режимних параметрів і ознак стану теплової схеми за поправочними кривими типової характеристики. Алгоритм розв’язання даної задачі реалізовано з використанням методу динамічного програмування.

Критерієм управління в задачі оптимального розподілу навантажень в роботі [54] обрано мінімум сумарних витрат палива на вироблення заданої кількості електроенергії, причому витратні характеристики кожного енергоблоку задаються графічно або аналітично, автономні обмеження навантажень кожного енергоблоку пов’язані з особливостями режимів роботи та експлуатаційними чинниками. Розв’язання задачі розподілу навантажень побудовано на основі методу невизначених множників Лагранжа. Функція Лагранжа включає лише обмеження по навантаженню, що задаються у вигляді рівностей. Обмеження мінімального і максимального навантаження енергоблоків, що задаються у вигляді нерівностей в рівняння не включаються, і тому необхідно стале зіставлення одержуваних оптимальних значень потужностей окремих енергоблоків із заданими обмеженнями та їх повторне обчислення.

Результат розробки інформаційних засобів оптимізації розподілу теплового та електричного навантажень на ТЕС на основі непараметричних моделей експлуатаційних (енергетичних) характеристик турбоустановок представлено в роботах [55, 56]. Застосований критерій ефективності – сумарні витрати теплоти, а обмеження визначаються завданнями на вироблення теплофікаційної та електричної енергії; пошук розв’язку здійснюється методом динамічного програмування.

В роботі [57] вирішується задача розподілу навантаження між групою котлів, що складається з двох і більше однакових агрегатів, а також між різними котлами, які працюють на загальне навантаження котельні. У результаті аналізу залежності ККД котельні від її продуктивності, який пропонується здійснювати за допомогою методу динамічного програму-

вання, визначаються черговість запуску і зупинки кожного котла, критичні значення навантаження котельні, при яких здійснюється зміна складу працюючих котлів, розраховуються такі значення продуктивності кожного з котлів, що забезпечують необхідне навантаження котельної при її максимальному ККД. Наведену методику може бути застосовано і для інших паралельно працюючих енергетичних об'єктів, як на ТЕС, так і на АЕС.

Наведені численні приклади показують, що метод динамічного програмування досить часто знаходить застосування при вирішенні задач оптимального розподілу навантажень між енергоблоками, особливо в ситуаціях роботи енергоблоків в режимі «пуску» або «зупинки». Одночасно, обсяг обчислень за схемою динамічного програмування зростає експоненціально залежно від розміру задачі, який визначається кількістю параметрів стану, тобто кількістю обмежень мінімального і максимального значень електричної потужності для кожного енергоблоку.

В роботі [58] представлені результати використання методу перебору варіантів і методу відносних приростів [59,60] для оптимізації розподілу електричного, теплофікаційного і виробничого (на власні потреби) навантажень між турбоагрегатами. Турбоагрегати поділено на три групи. Виявилось, якщо розглядати розподіл навантажень між трьома групами (в групах об'єкти ідентичні) за трьома параметрами, то метод перебору всіх варіантів ефективніший, бо потребує менше часу на оптимізацію в порівнянні з іншим методом. Це пов'язано з діленням оптимізаційної задачі на окремі частини, хоча, коли в роботі знаходяться всі турбоагрегати, швидкість (час) оптимізації стає приблизно однаковою. При використанні методу розглядалися математичні моделі діаграм режимів роботи турбоагрегатів. Метод відносних приростів дозволяє розподіляти три види навантаження між великою кількістю об'єктів, але це потребує більше часу. Даний метод динамічніший на відміну від першого методу, оскільки дозволяє працювати не тільки з математичними моделями діаграм режимів роботи турбоагрегатів, але і з математичними моделями реально діючих об'єктів. Найкращий варіант при поставленій задачі оптимізації – комбінування методів. Насамперед доцільно проводити розподіл методом перебору всіх варіантів, який найкраще підходить для попереднього розподілу навантаження, а далі скористатися методом відносних приростів. За допомогою першого методу розподіляється навантаження між групами, за допомогою другого – в групах між турбоагрегатами.

Розроблена «теорія заміщення» [59] дозволяє визначати, які турбоустановки і в яких пропорціях компенсують зміни потужності кожної з них. Задача розподілу електричних навантажень, в якій критерієм оптимізації є мінімум витрати палива (паливних витрат), вирішується за допомогою введення функції Лагранжа. Множники Лагранжа мають цілком певний фізичний зміст і є осередненими для всіх розглянутих турбоустановок значеннями відносних приростів витрат по навантаженню. Зміна відпуску даного виду енергії компенсується відповідною зміною навантаження всіх турбоустановок, що знаходяться у роботі, включаючи і ту, яку розглянуто. Умова оптимального розподілу вироблення енергії досягається в тому випадку, коли значення відносних приростів кожної турбоустановки наближаються до середнього відносного приросту всієї групи (системи). Використання даної методики [60,61] дозволило отримати узагальнені розрахункові функції для визначення вектора-градієнта збільшень навантажень котлів і турбін електростанцій з однією і двома секціями поперечних зв'язків по свіжій парі, навантажень для ТЕЦ найбільш складного типу з використанням секції, що має поперечний зв'язок, і автономного блочного устаткування.

Врахування додаткових обмежень в структурі відображається наявністю в лагранжіані доданків з множниками Лагранжа (для обмежень у вигляді рівнянь) та множниками Куна-Такера (для обмежень у вигляді нерівностей):

$$\left\{ \begin{array}{l} \Phi(\vec{x}) = F(\vec{x}) + \sum_{l \in L} \lambda_l g_l(\vec{x}) + \sum_{k \in K} \mu_k h_k(\vec{x}), \\ g_l(\vec{x}) = 0, l \in L, \\ h_k(\vec{x}) \leq 0, k \in K, \end{array} \right. \quad (9.30)$$

де $F(\vec{x})$ – початкова цільова функція, λ_l – множники Лагранжа, μ_k – множники Куна-Такера, L – кількість та множина обмежень у вигляді рівнянь, K – кількість та множина обмежень у вигляді нерівностей.

Для розв'язання сформульованої задачі застосовується квадратичне програмування, за умови, що початкова цільова функція $F(\vec{x})$ є квадратичною, а обмеження – лінійні, і опукле програмування в випадку опуклої функції $F(\vec{x})$ і опуклої множини визначених обмеженнями змінних. Спростивши задачу, її можна розглядати як задачу лінійного програмування і розв'язувати за допомогою симплекс-методу.

В роботі [62] запропоновано метод агрегації набору обмежень у вигляді нерівностей в одній нерівності, яка вводиться за принципом максимальної ентропії і має вигляд:

$$T \cdot \ln \sum_{k \in K} \exp \left(\frac{h_k(\vec{x})}{T} \right) \leq 0, \quad (9.31)$$

де T – температура (контрольний параметр). Застосування такого методу дозволяє зменшити розмір задачі і, відповідно, забезпечити збіжність алгоритму. Після побудови функції Лагранжа задача розв’язується за допомогою метода Ньютона, а кількість множників зменшується з $L + K$ до $L + 1$.

Метод, що збігається швидше ніж градієнтні методи, в якому не спостерігається явище зигзагоподібної траєкторії і який можна застосувати до недиференційованих цільових функцій для розв’язання задачі (9.22), розглянуто в [63].

Ще одна група методів [64] розглядає дану задачу як задачу нелінійної мінімізації з обмеженнями у вигляді рівностей. Обмеження у вигляді нерівностей включені у цільову функцію у вигляді штрафу за порушення обмежень:

$$\tilde{F}(\vec{x}) = F(\vec{x}) + \sum_{k \in K} \gamma_k h_k^2(\vec{x}), \quad (9.32)$$

де γ_k – бінарні змінні, які дорівнюють великим значенням для порушених обмежень і є нульовими для виконаних обмежень. Далі складається функція Лагранжа:

$$\tilde{\Phi}(\vec{x}) = \tilde{F}(\vec{x}) + \sum_{l \in L} \lambda_l g_l(\vec{x}). \quad (9.33)$$

Розв’язок отримується з системи рівнянь, що відповідають нульовим похідним функції Лагранжа по компонентам вектору стану, компонентам вектора керувань і компонентам вектора множників Лагранжа λ_l . Недоліком даного методу є необхідність визначення на початку множників γ_k , які мають практичний зміст. В роботі [64] застосували для розв’язання такої задачі метод Ньютона.

Ще один методологічний підхід пропонує розглядати задачу оптимального розподілу навантажень без обмежень, склавши таку цільову функцію:

$$H(\vec{x}) = F(\vec{x}) + r_j \cdot \left(\sum_{l \in L} \kappa_{g_l} g_l^2(\vec{x}) + \sum_{k \in K} \kappa_{h_k} h_k^2(\vec{x}) \right), \quad (9.34)$$

де r_j – коефіцієнт оптимізації на j -му кроці оптимізації, κ_{g_l} – штрафний коефіцієнт за порушення l -го обмеження у вигляді рівняння, κ_{h_k} – штрафний коефіцієнт за порушення k -го обмеження у вигляді нерівності. Розв’язання базується на визначенні мінімуму при фіксованому коефіцієнті r_j з подальшим збільшенням цього коефіцієнту $r_{j+1} > r_j$ і повторенні розрахунків до пункту отримання двох достатньо близьких розв’язків. Недоліком цього методу є те, що через швидкий зріст значень штрафної функції збільшується кількість розрахунків. Доданки, що визначені обмеженнями у вигляді нерівностей, наявні лише в випадку порушення даного обмеження, в іншому разі – дорівнюють нулю. Мінімум функції $H(\bar{x})$ можна знайти довільним оптимізаційним методом – чи то градієнтним, чи то безпосереднім. Після апроксимації приросту штрафної функції в околі точки \bar{x}^k функція (9.33) є квадратичною функцією. Для визначення її мінімуму застосовується алгоритм Ньютона, який вимагає опуклості цільової функції.

В роботі [65] побудовано функцію Лагранжа з логарифмічними штрафними коефіцієнтами, а також зі штучними змінними, з метою ввести початковий розв’язок в припустимий простір. Припустимої початкової точки вимагає метод внутрішньої точки, що застосовується для вибору параметрів штрафних коефіцієнтів. Задача розв’язується за допомогою організації ітераційної процедури методом Ньютона. Цей метод передбачає в розрахунках додаткові обмеження у вигляді нерівностей, що зв’язані з потужністю мережі, з резервом потужностей, який можна використати протягом терміну меншим ніж десять хвилин від моменту отримання завдання щодо вимог навантаження системи (так званий «гарячий резерв»), швидкістю навантаження і розвантаження енергоблоку. Подібний метод оптимізації розподілу навантажень описано в [66, 67]. До стандартної функції Лагранжа додано квадратичні штрафні коефіцієнти, які обумовлені обмеженнями балансу навантажень, гарячим резервом та емісії викидів.

Лінійна та кусково-лінійна апроксимація експлуатаційних характеристик енергоблоків або окремого устаткування дозволяє сформулювати задачу розподілу навантажень як задачу лінійного програмування, що може бути розв’язана за допомогою симплекс-метода [68].

В той же час, спрощення задачі через її лінеаризацію, може ускладнити збіжність до оптимального розв’язку. В роботах [69, 70] задача роз-

поділу навантажень формулюється і розв'язується, як задача квадратичного програмування.

Достатньо простий метод розв'язання задачі розподілу навантажень, який не вимагає опуклості та неперервності функцій, які описують експлуатаційні характеристики енергоблоків електростанцій або їх устаткування представлено в роботі [71]. Основний зміст метода: послідовне навантаження (розвантаження) енергогенеруючих одиниць з найменшим (найбільшим) відносним приростом в даний момент, аж до встановлення балансу потужності.

Моделі задач розподілу навантажень в ймовірнісній формі передбачають, що навантаження всієї енергетичної системи і активна потужність енергоблоків для покриття вимог системи є випадковими величинами. В цих моделях обчислюється середнє значення навантаження кожного енергоблоку (енергогенеруючої одиниці), що є функцією випадкових змінних. Вводиться випадкова змінна, яка дорівнює різниці між потужністю, генерованою енергоблоками, які працюють за умови рівності умовного приросту енергосистеми, і навантаженням системи. Функція розподілу ймовірностей цієї змінної, яку було обчислено при різних значеннях умовного приросту, визначає ймовірність роботи даного енергоблоку при визначених навантаженнях.

Останнім часом все більше для розв'язання різних оптимізаційних задач застосовуються підходи і моделі, що формулюються як методи штучного інтелекту: нечітка логіка, штучні нейронні мережі, експертні системи, еволюційні алгоритми, імітаційний відпал і таке інше. Серед нейронних мереж найбільш придатними для задач оптимізації є мережі зі зворотним зв'язком – нейронні мережі Хопфілда [72]. Архітектуру рекурентної нейронної мережі для задач квадратичного програмування з нелінійними обмеженнями запропоновано в [73]. Застосування мережі радіально-базисних функцій для розв'язання задачі розподілу навантажень здійснено в роботі [74].

Теорію нечітких множин застосовано для багатокритеріальної оптимізації в [75]. При такому підході розглядається оптимізація за трьома критеріями: мінімізація коштів на генерацію електроенергії, мінімізація повної емісії викидів і мінімізація перевантажень в вибраних лініях передачі електроенергії.

Еволюційні алгоритми та імітаційний відпал дозволяють знайти розв'язки, близькі до оптимальних, в випадку нелінійності та відсутності неперервності у цільовій функції та обмеженнях [76, 77, 78].

Глава 10

ІМІТАЦІЙНЕ МОДЕЛЮВАННЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ ДВОКОНТУРНИХ АЕС

Дана глава присвячена створенню імітаційної моделі енергоблоків двоконтурних АЕС з водо-водяними енергетичними реакторами (ВВЕР, PWR) на базі розробленої математичної моделі горизонтального парогенератора і вдосконаленої за рахунок моделей систем конденсації і регенерації математичної моделі конденсаційних паротурбінних установок для атомних електростанцій, що описана в [1]. Така імітаційна модель дозволяє на основі системного підходу до організації складної технічної системи (енергоблок АЕС) вирішувати задачі, що виникають на етапах життєвого циклу цього об'єкту, у тому числі задачі визначення експлуатаційних характеристик і оптимального розподілу навантажень між енергоблоками електростанцій. Слід зазначити, що розв'язання таких задач можливе лише за наявності вичерпної інформації про значення параметрів устаткування енергоблоку, які можуть істотно змінюватися в міжремонтний період. Імітаційна модель енергоблоку АЕС з ВВЕР (PWR) створюється на основі комплексного методу дослідження складних технічних систем за допомогою сучасної обчислювальної техніки, що включає побудову концептуальних, математичних і програмних моделей, виконання широкого спектру цілеспрямованих імітаційних експериментів, обробку та інтерпретацію результатів цих експериментів – імітаційного моделювання [2, 3]. При існуючих деяких недоліках цього методу (точність імітаційної моделі залежить від вірогідності початкової інформації, метод вимагає проведення цілого ряду імітаційних експериментів, можливості розв'язання задач прогнозування стану устаткування за допомогою імітаційного моделювання мають свої обмеження), він є одним з найбільш потужних сучасних інструментаріїв, які використовуються при вирішенні задач аналізу, керування і синтезу складних систем.

10.1. Принципи створення імітаційної моделі енергоблоків двоконтурних АЕС

Сучасна атомна електростанція є складним об'єктом керування з багатьма зовнішніми і внутрішніми зв'язками і обмеженнями [4]. Загальним завданням системи керування в ній є забезпечення максимально ефективного режиму роботи, при якому споживачі безперервно отримують електричну і теплову енергію необхідної якості при найменших економічних витратах на її виробництво, передачу і розподіл. Технологічний комплекс «електростанція – енергоблок – агрегат (реакторна установка, парогенератор, турбоустановка та інше устаткування)» є типовим прикладом складної багаторівневої і багатфункціональної системи керування з розподіленими параметрами, яка описується диференціальними рівняннями в часткових похідних, а змінна стану в кожен момент часу – функція однієї або декількох координат. При моделюванні системи організації керування таким комплексом доцільно скористатися поняттям узагальненого об'єкту керування, що характеризується обмеженим числом загальних ознак – блоковим компонуванням і однотипністю основного устаткування [5].

Найважливішою системною характеристикою енергоблоку двоконтурної АЕС є його технологічна схема (рис. 10.1).

Керування енергоблоками АЕС передбачає централізований контроль і дистанційне керування основними технологічними процесами, автоматичне регулювання, яке здійснюється за принципом автономних регуляторів, місцевий контроль і керування допоміжними системами. Керування і контроль за роботою систем і устаткування АЕС здійснюється на двох рівнях – загальностанційному рівні і рівні енергоблоків. На загальностанційному рівні вирішуються задачі зв'язку і обміну інформацією з вищестоящими АСК, задачі формування завдань окремим енергоблокам, керування електричними приладами, координація роботи загальностанційних установок; на рівні керування блоком – задачі керування енергоблоком в усіх режимах експлуатації.

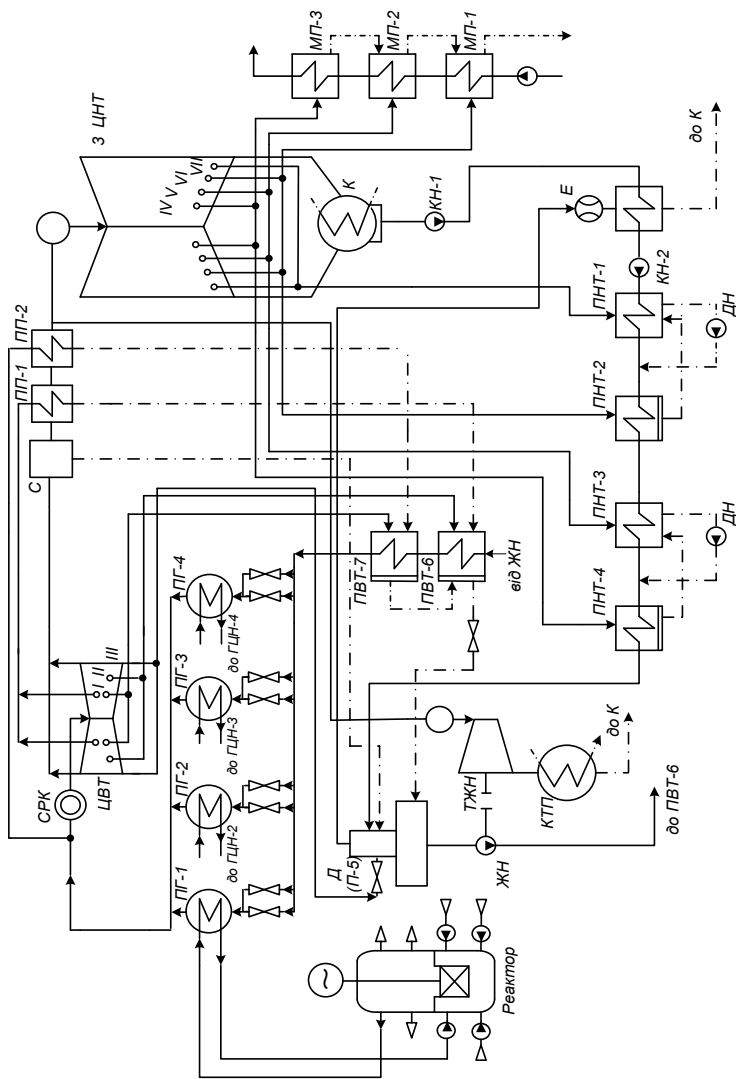


Рис.к 1 0.1. Технологічна (теплова) схема енергоблоку Запорізької АЕС потужністю 1000 МВт

Контроль за параметрами першого і другого контурів реакторних установок здійснюється на підставі аналізу даних приладів, розташованих на блокових щитах керування, що вимірюють температуру теплоносія на виході з тепловиділяючих зборок активної зони реактора, температуру теплоносія першого контуру, температуру живильної води другого контуру, тиск теплоносія першого контуру на вході до парогенератора, тиск насиченої пари в другому контурі, витрату теплоносія в першому контурі, витрату води і пари в другому контурі, щільність нейтронного потоку при зростанні потужності і в процесі сталого режиму роботи реактора та інші. Нині в Україні контроль і керування енергоблоками з реакторами ВВЕР-1000 здійснюються за допомогою різних модифікованих варіантів інформаційно-обчислювальної системи «Комплекс - Титан 2».

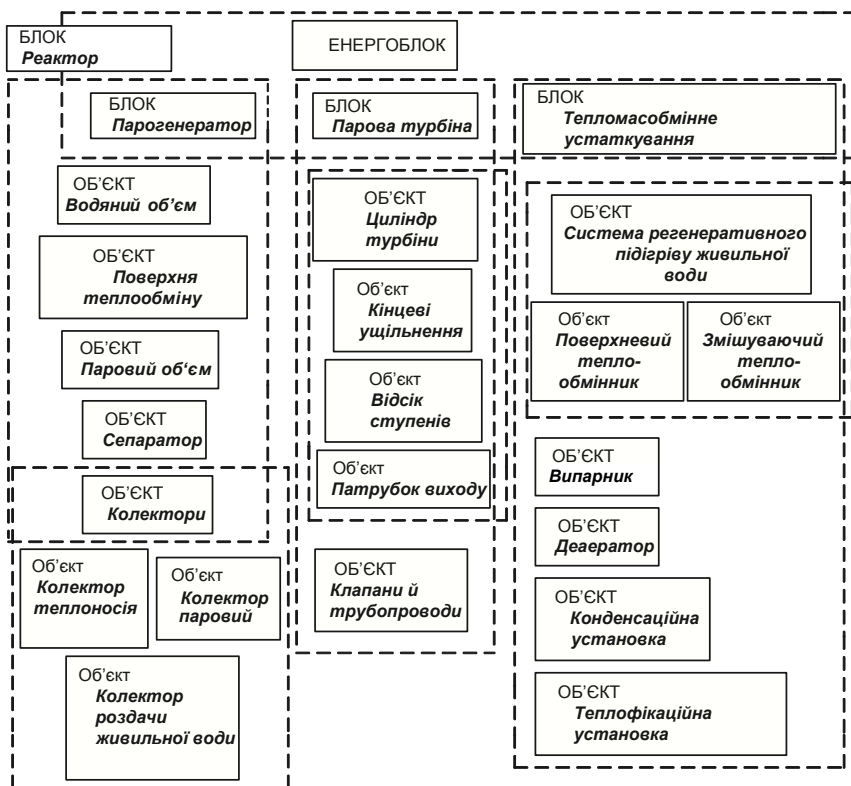
Компромис між простотою і повнотою математичного опису складних технічних систем, яким є енергоблок двоконтурної АЕС, досягається багаторівневим ієрархічним представленням. При такому представленні модель формулюється в таких термінах як блок, об'єкт, атрибут об'єкту, схема поведінки об'єкту. При структурному уявленні схеми енергоблоку утворюються структурні блоки, формуються об'єкти, за допомогою яких описується основне технологічне устаткування і які знаходяться в ієрархічному підпорядкуванні (рис. 10.2).

Блок «Парова турбіна» об'єднує об'єкти: «циліндр турбіни» і «клапани і трубопроводи». «Циліндр турбіни», у свою чергу, у своєму підпорядкуванні має об'єкти: відсік ступенів, патрубки відборів пари, останній ступінь, вихідний патрубок, кінцеві ущільнення. Блок «Тепломасообмінного устаткування» включає об'єкти систем регенеративного підігріву живильної води низького і високого тисків, випарник, деаератор, установку теплофікації. Блок «Парогенератор» об'єднує об'єкти: «водяний об'єм», «поверхня теплообміну», «паровий об'єм», «сепаратор», «колектор»; причому останній включає ще ряд об'єктів: колектор теплоносія, колектор роздачі живильної води, паровий колектор.

При імітаційному моделюванні теплова схема енергоблоку видається орієнтованим технологічним графом [6, 7]:

$$\mathbf{G} = (L, U), \quad (10.1)$$

де $L = \{l_1, \dots, l_m\}$ – множина вузлів, $U = \{u_1, \dots, u_n\}$ – множина дуг.



Р и с . 1 0 . 2 . Ієрархія основних об'єктів імітаційної моделі енергоблоків двоконтурних АЕС

Вузли графа – інформаційні аналоги технологічного устаткування, що входить до складу технологічної схеми. Орієнтація дуг графа співпадає з напрямом руху теплоносіїв (робочих речовин) і передачі механічної, теплової та електричної енергій в технологічних зв'язках установки (рис. 10.3).

Дуги графа розбиті на два типи:

$$B_u = \left\{ B_u^{(1)}, B_u^{(2)}, B_u^{(3)}, B_u^{(4)} \right\}, \quad (10.2)$$

$$\mu_{u_i} = \left\{ \mu_{u_i}^{(1)}, \mu_{u_i}^{(2)} \right\}. \quad (10.3)$$

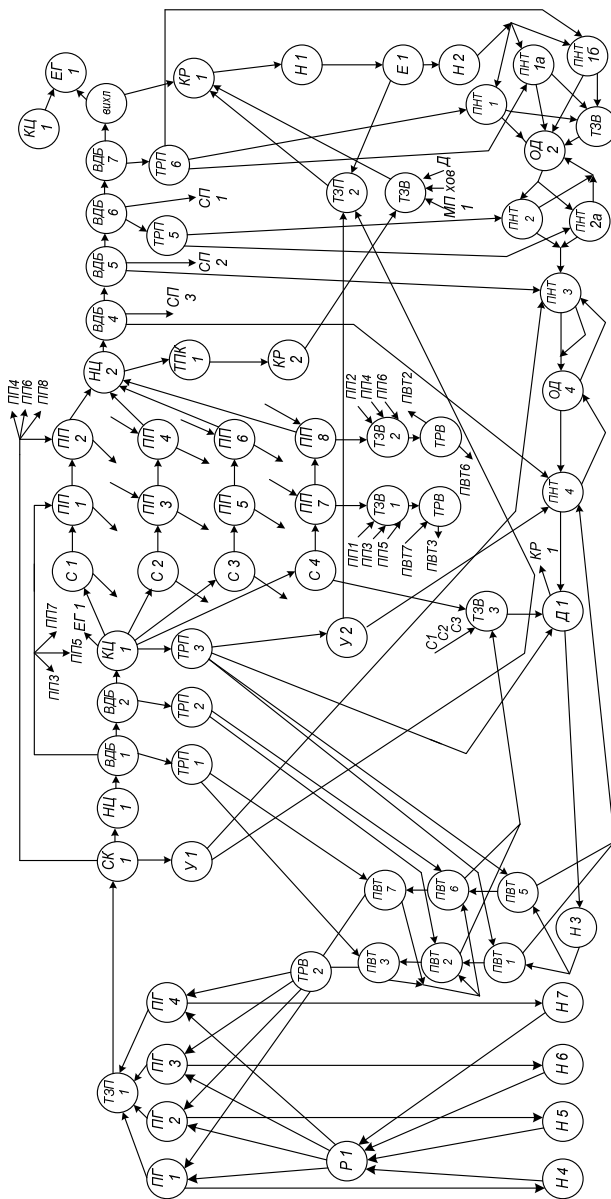


Рис. 10.3. Технологічний граф енергоблоку АЕС потужністю 1000 МВт

У розбитті B_u , що представляє характеристику зв'язків усього енергоблоку, вказані чотири множини $B_u^{(i)}$ ($i = \overline{1, 4}$) представляють дуги, що заміщають зв'язки відповідно по парі $B_u^{(1)}$, по воді $B_u^{(2)}$, по електричній потужності (механічним зв'язкам) $B_u^{(3)}$, по теплоті $B_u^{(4)}$.

Друге розбиття μ_{u_i} , $i = 1, \dots, m$ є локальною характеристикою зв'язків. Її введення пов'язане з розділенням дуг в межах конкретного даного вузла на основні і допоміжні. Основні дуги показують основний в межах вузла потік робочої речовини (теплоносія).

Структура графа може бути записана таким чином:

$$\mathbf{G}^T = \bigcup_{i=1}^m N_i \Leftrightarrow \bigcup_{i=1}^m \bigcup_{j \in R_i} N_j, \quad (10.4)$$

де N_i, N_j – назви технологічних елементів, що входять в структуру енергоблоку; R_i – множина елементів, до яких спрямовані технологічні зв'язки, що виходять з елемента N_i ; \Leftrightarrow – знак двосторонньої відповідності; m – кількість технологічних елементів в структурі енергоблоку, кожен з яких характеризується певною сукупністю числових параметрів (початковими даними для розрахунку).

Як кожна технічна система, енергоблок АЕС складається з повністю визначеної множини елементів (устаткування енергоблоку), що знаходяться в певних взаємозв'язках і визначаються тепловою схемою енергоблоку, а мета функціонування, яка задана для елементів і взаємозв'язків, і ресурси для досягнення цієї мети визначають цілісність об'єкту.

Таким чином, імітаційна модель енергоблоку, яка є подальшим розвитком і вдосконаленням моделі паротурбінної установки [1], зберігає прийняту в роботі [1] концепцію моделювання і може бути представлена таким чином:

$$\{\Omega(\chi) \mid \varphi_i(\chi) = 0, \chi \in K, i = \overline{1, s}\}, \quad (10.5)$$

де $\Omega(\chi)$ і $\varphi_i(\chi)$ – функціональні відношення, що описують показники ефективності енергоблоку як технічної системи ($\Omega(\chi)$) і технологічні

процеси, що протікають в ньому ($\varphi_i(\chi)$), i – номер функціонального відношення; s – кількість відношень в імітаційній моделі; $\chi = \langle X, Y, \mathbf{G}^T, \Lambda, B \rangle$ – інформаційна структура імітаційної моделі, в якій X – вектор незалежних параметрів устаткування енергоблоку, Y – вектор залежних параметрів устаткування енергоблоку, \mathbf{G}^T – технологічний граф, $\Lambda = (\lambda_1, \dots, \lambda_r)$ – вектор параметрів, що описують вплив зовнішніх умов експлуатації енергоблоку, B – вектор параметрів, що описують рівень деталізації імітаційного моделювання; K – область усіх можливих функціональних станів устаткування енергоблоку, які можна описати за допомогою імітаційної моделі.

Система функціональних відношень (10.5) включає рівняння термодинаміки, гідравліки, тепломасообміну, рівняння стану води і водяної пари, кінематичних і теплофізичних властивостей робочих речовин і теплоносіїв, конструктивні і техніко-економічні залежності. Дана система має такі особливості: досить велика кількість функціональних співвідношень, вона нелінійна (більш того – містить трансцендентні вирази), містить неявні функції. Кількісний і якісний склад співвідношень системи (10.5) залежить від структури теплової схеми енергоблоку, тобто від логічної інформації, що описується за допомогою технологічного графа \mathbf{G}^T , а також від цілей поставлених задач (задачі керування, оптимізаційні розрахунки, техніко-економічні дослідження та інші).

Змінні інформаційної структури визначаються як нечіткі множини, і тому χ – складна нечітка конструкція. Можливість використання теорії нечітких множин для опису і формалізації, зокрема, областей допустимих режимів роботи устаткування, є значно важливою. Це пов'язано з тим, що постановка жорстких без застосування інтервальних оцінок обмежень для АСК ТП і систем автоматики приводять до відключення цих систем диспетчером [4].

Названі особливості характеризують систему відношень, що описує енергоблок, як багатопараметричну систему зі змінною структурою. Відомо, що розв'язання структурно-параметричних задач забезпечує ефективний вибір математичних засобів їх опису. Найбільш відповідними для вирішення цього класу задач є математичні методи, що використовують поняття логіко-числових операторів, які набувають конкретних числових

значень залежно від логічної інформації, що міститься в структурі технологічного графа G^T . І тому імітаційна модель енергоблоків АЕС (10.5) організована у вигляді логіко-числових операторів, склад, кількість і порядок яких залежать від структури теплової схеми енергоблоку і мети використання моделі. Імітаційна модель енергоблоку умовно складається з внутрішньої і зовнішньої частин. Внутрішня частина – набір логіко-числових операторів, визначених інформаційною структурою моделі χ , а зовнішня – сукупність методів розв’язання задач розрахунків. Така організація імітаційної моделі енергоблоку приводить до того, що і керування цією моделлю ділиться на внутрішнє і зовнішнє.

Внутрішнє керування забезпечує автоматичне функціонування логіко-числових операторів імітаційної моделі як єдиного цілого. В результаті формується і вирішується система функціональних відношень, що описує конкретну теплову схему енергоблоку і конкретний режим його функціонування.

Імітаційна модель енергоблоку АЕС в операторній формі має вигляд:

$$\begin{aligned} \{ & \Psi(q(\chi)) | \Psi(M(\chi)) = 0; \Psi(P(\chi)) = 0; \Psi(T(\chi)) = 0; \Psi(E(\chi)) = 0; \\ & \Psi(\eta(\chi)) = 0; \Psi(e(\chi)) = 0; \Psi(d(\chi)) = 0; \chi \in K \}. \end{aligned} \quad (10.6)$$

У цьому виразі: $\Psi(q(\chi))$ – логіко-числовий оператор розрахунку показників ефективності роботи енергоблоку брутто і нетто (електричної потужності, питомої витрати теплоти та інших показників); $\Psi(M(\chi))$ – оператор розрахунку витрат робочих речовин і теплоносіїв згідно з рівняннями збереження кількості речовини; $\Psi(P(\chi))$ – оператор розрахунку тисків робочих речовин і теплоносіїв; $\Psi(T(\chi))$ – оператор розрахунку термодинамічних параметрів (ентальпій, температур та інших) робочих речовин і теплоносіїв; $\Psi(E(\chi))$ – оператор розрахунку рівнянь збереження енергії; $\Psi(\eta(\chi))$ – оператор розрахунку коефіцієнтів корисної дії парогенератора, усієї турбіни, окремих циліндрів, відсіків і ступенів проточної частини турбіни, усіх насосів і усього енергоблоку; $\Psi(e(\chi))$ – оператор розрахунку внутрішніх параметрів парогенератора, турбіни,

теплотомасообмінного, насосного та іншого устаткування; $\Psi(d(\chi))$ – оператор діагностики і розрахунку надійності устаткування і схем енергоблоку. Усі наведені оператори є логіко-числовими.

Зовнішнє керування імітаційною моделлю енергоблоку призначене для імітації функціонування енергоблоку шляхом зміни параметрів устаткування і структури теплової схеми. Оператор зовнішнього керування є двомісним логіко-числовим оператором $\text{var}(\chi, \Sigma)$, який за допомогою множини формалізованих математичних процедур Σ може здійснювати цілеспрямовані зміни усіх числових і логічних змінних інформаційної структури моделі χ . До складу Σ також входять: методи розв'язання задач нелінійного програмування (методи багатопараметричної оптимізації), методи планування експерименту і статистичної обробки його результатів (регресійний і дисперсійний аналіз даних), методи ідентифікації математичних моделей устаткування та інші.

За допомогою імітаційної моделі енергоблоків АЕС можна розв'язати ряд задач, що виникають в процесі їх експлуатації :

- задачі аналізу впливу параметрів устаткування, структури теплових схем і зовнішніх умов експлуатації на показники ефективності роботи енергоблоків, тобто задачі визначення експлуатаційних характеристик вигляду:

$$\Omega(\chi) = f(X, Y, \mathbf{G}^T, \mathbf{A}, B); \quad (10.7)$$

- задачі структурно-параметричної оптимізації показників ефективності роботи енергоблоків:

$$\text{extr}_{\chi} \Omega \{ \Omega(\chi) \mid \varphi_i(\chi) = 0;$$

$$X_{\min} \leq X \leq X_{\max}; \quad Y_{\min} \leq Y \leq Y_{\max}; \quad (10.8)$$

$$\mathbf{G}^T \in (\mathbf{G}_1^T, \mathbf{G}_2^T, \dots, \mathbf{G}_k^T); \quad \mathbf{A} \in (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_r); \quad i = \overline{1, s};$$

- задачі діагностики технічного стану устаткування на основі аналізу залежностей вигляду:

$$(X, Y, \mathbf{G}^T, \mathbf{A}) = \psi(\Omega(\chi)); \quad (10.9)$$

• задачі оптимального розподілу електричних і теплових навантажень між n енергоблоками електростанції залежно від технічного стану їх устаткування з метою досягнення оптимальних показників ефективності роботи всієї електростанції Ω_{AEC} :

$$\Omega_{\text{AEC}} = \text{extr} \left[\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \Omega_i \left(X_i(t), Y_i(t), \mathbf{G}_i^T(t), \Lambda_i(t), B(t) = \text{const} \right) \right], \quad (10.10)$$

де $\Omega_i \left(X_i(t), Y_i(t), \mathbf{G}_i^T(t), \Lambda_i(t), B(t) = \text{const} \right)$ – показник ефективності i -го енергоблоку;

• задачі оцінки ефективності роботи енергоблоків впродовж прогнозованого періоду їх експлуатації t на основі аналізу показників надійності $R(t)$ (наприклад, ймовірності безвідмовної роботи) їх теплових схем і устаткування:

$$\left\{ \Omega(\chi, R(t)) \mid \phi_i(\chi, R(t)) = 0, \chi \in K, i = \overline{1, s}, \right\}. \quad (10.11)$$

10.2. Автоматизований комплекс комп'ютерних програм для моделювання режимів роботи енергоблоків двоконтурних АЕС

Розроблений на базі описаних принципів створення імітаційної моделі автоматизований комплекс комп'ютерних програм, що може входити до складу вимірювально-обчислювального комплексу (ВОК) АСК ТП енергоблоків двоконтурних АЕС з ВВЕР, має блокову (модульну) структуру з ієрархічною підпорядкованістю (рис. 10.4).

На верхньому рівні автоматизованого комплексу програм знаходиться програма, що керує організацією роботи цілого комплексу по виконанню завдань, які визначає користувач.

Лексичний і синтаксичний аналіз введених користувачем директив здійснює спеціально розроблений транслятор вхідної мови (за типом об'єктно-орієнтованих мов).

Блок програм роботи з базою даних (БД) (рис. 10.4) призначений для зберігання інформації, накопиченої в процесі експлуатації енергоблоку.

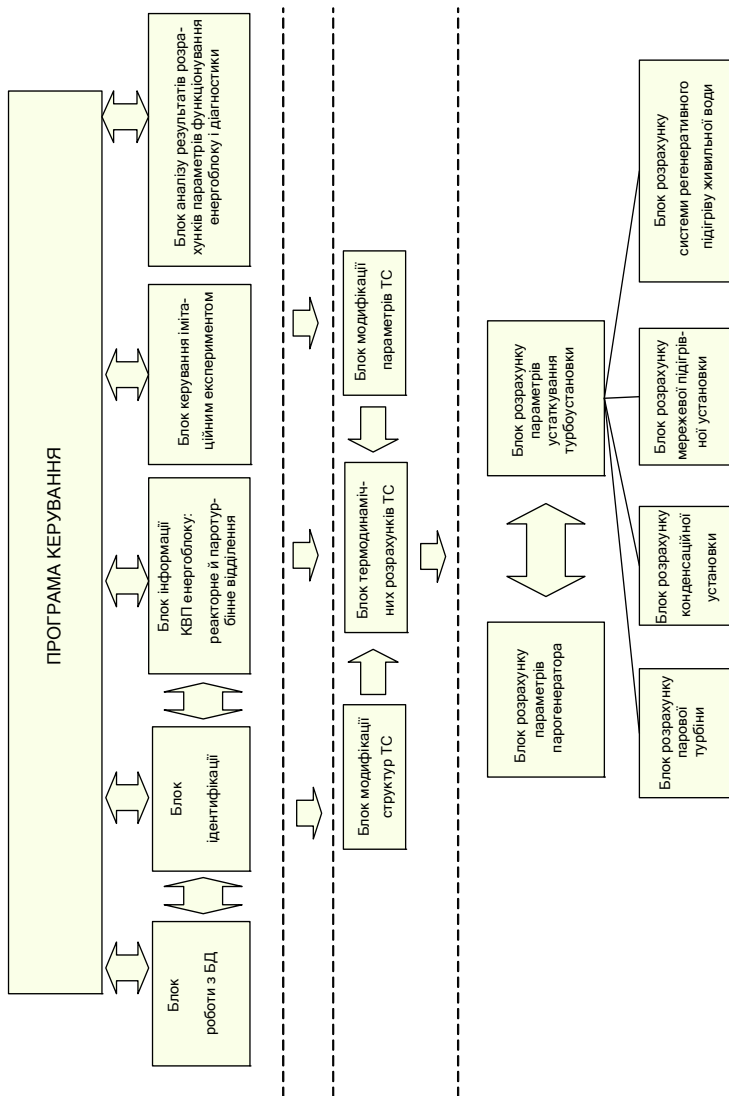


Рис. 10.4. Структура автоматизованого комплексу комп'ютерних програм для моделювання енергоблоку АЕС

Блок програм ідентифікації (рис. 10.4), що зв'язаний з блоком інформації контрольно-вимірювальних приладів (КВП) енергоблоку, призначений для підвищення адекватності математичних моделей технологічних процесів в енергетичному устаткуванні і достовірності діагностичних висновків про його технічний стан у випадках невідповідності кількості розрахункових параметрів моделей і даних вимірів КВП під час експлуатації енергоблоку.

Блок програм модифікації структур теплових схем (ТС) енергоблоків (рис. 10.4) перевіряє відповідність побудованих зв'язків енергетичного, тепломеханічного, парогенеруючого, насосного та іншого устаткування енергоблоку логіці і нормам технологічного процесу. Крім того, даний блок керує роботою семантичних підпрограм транслятора, що здійснюють зміни в структурі ТС, а саме: підключення, відключення, перемикачання, заміну, виключення і включення устаткування в ТС; визначає можливість технологічних зв'язків між устаткуванням.

Блок програм модифікації параметрів ТС (рис. 10.4) керує введенням і корекцією початкових даних, необхідних для розрахунку параметрів технологічних процесів в устаткуванні енергоблоку, а також керує роботою підпрограм транслятора, що здійснюють лексичну і синтаксичну обробку введених користувачем директив.

Блок програм термодинамічних розрахунків параметрів технологічних процесів в устаткуванні енергоблоку (рис. 10.4) керує розрахунком різних версій ТС і визначає теплові і енергетичні показники ефективності роботи усього енергоблоку. Програми, що входять у блок, є реалізацією таких логіко-числових операторів імітаційної моделі (10.6): оператора $\Psi(M(\chi))$, що визначає величини витрат для усіх елементів і зв'язків схеми енергоблоку (вузлів і дуг технологічного графа G^T); оператора $\Psi(P(\chi))$, який визначає тиск робочої речовини і теплоносіїв в елементах і зв'язках ТС (вузлах і дугах G^T); оператора $\Psi(E(\chi))$, що визначає енергетичні (теплові) показники для кожного елементу схеми (вузла технологічного графа G^T); оператора $\Psi(\eta(\chi))$, що розраховує ККД окремих елементів схеми (вузлів графа G^T); оператора $\Psi(q(\chi))$, що визначає енергетичні і теплові показники енергоблоку з точністю, необхідною для вирішення конкретної задачі.

Блок програм розрахунку параметрів парогенератора для енергоблоку АЕС з ВВЕР (рис. 10.4) визначає його паропродуктивність і параметри робочої речовини, що нагрівається, у водяному і паровому об'ємах агрегату, в пристрої сепарації, паровому колекторі і паропроводі, а також теплоносія, який гріє, в трубній системі парогенератора при заданій тепловій потужності реактора і відомих конструктивних параметрах теплообмінної поверхні; здійснює розрахунок теплового балансу парогенератора, визначає його коефіцієнт корисної дії і здійснює зв'язок між розрахунками параметрів парогенератора і усього енергоблоку. Даний блок програм є програмною реалізацією операторів $\Psi(e(\chi))$ і $\Psi(\eta(\chi))$ імітаційної моделі (10.6), які розраховують внутрішні параметри об'єктів, що відносяться до блоку «Парогенератор» (рис. 10.2).

Блок програм розрахунку параметрів устаткування турбоустановки (рис. 10.4) визначає показники енергетичної і теплової ефективності роботи паротурбінної установки (електрична потужність, питома витрата теплоти та інші), керує блоками програм розрахунку параметрів її окремих технічних систем (турбіни, конденсаційної установки, системи регенеративного підігріву живильної води, установки теплофікації) і здійснює зв'язок між розрахунковими параметрами турбоустановки і усього енергоблоку. В основі цього блоку програм знаходиться імітаційна модель паротурбінної установки, що розроблена в [1], яка була вдосконалена за рахунок включення блоків детального розрахунку внутрішніх параметрів конденсаційної установки, системи регенеративного підігріву живильної води, мережевої підігрівної установки (теплофікаційної).

Блок програм розрахунку парової турбіни (рис. 10.4) визначає параметри в проточних частинах основної турбіни і турбіни турбоприводу живильного насосу на основі методу газодинамічного розрахунку процесу розширення осесиметричного потоку пари в направляючих і робочих лопатках турбіни по їх перерізах [8, 9] і здійснює зв'язок між розрахунками проточної частини основної турбіни та інших систем і устаткування турбоустановки. Метод розрахунку осесиметричного потоку пари по перерізах лопаток дозволяє досить точно визначати коефіцієнти корисної дії окремих ступенів, відсіків ступенів і циліндрів турбіни з урахуванням надкритичних режимів роботи і втрат в лопаткових апаратах. При цьому

враховуються протікання пари через проміжки в периферійних, діафрагмових і кореневих ущільненнях лопаткових апаратів і кінцевих ущільненнях циліндрів турбіни, відбори і підводи пари в проточну частину. Програми цього блоку є реалізацією логіко-числових операторів $\Psi(e(\chi))$ і $\Psi(\eta(\chi))$ імітаційній моделі (10.6) розрахунку внутрішніх параметрів і коефіцієнтів корисної дії об'єктів, що включені до блоку «Парова турбіна» (рис. 10.2).

Блоки програм розрахунку конденсаційної установки, системи регенеративного підігріву живильної води, мережевої підігрівної (теплофікаційної) установки (рис. 10.4) розраховують внутрішні параметри технологічних процесів і коефіцієнти корисної дії (для насосів) в конденсаторах, підігрівниках низького і високого тиску, деаераторах, випарниках, підігрівниках мережевої води, ежекторах, трубопроводах, в конденсатних, дренажних, живильних, бустерних, мережевих, циркуляційних насосах та іншому тепломасообмінному і насосному устаткуванні турбоустановки. При розрахунку внутрішніх параметрів теплообмінного устаткування в залежності від заданої точності поставленої задачі використовуються або коефіцієнти теплопередачі для різних зон поверхні теплообміну устаткування, або середній для усієї поверхні теплообміну коефіцієнт теплопередачі. Ці блоки програм – реалізація логіко-числового оператора $\Psi(e(\chi))$ імітаційної моделі (10.6) стосовно до тепломасообмінних об'єктів, що входять у блок «Тепломасообмінне устаткування» (рис. 10.2), і логіко-числові оператори $\Psi(e(\chi))$ і $\Psi(\eta(\chi))$ стосовно до насосного устаткування цього блоку.

У блок програм керування імітаційним експериментом (рис. 10.4) включені програми, що реалізують статистичні методи планування експерименту і обробки його результатів за допомогою регресійного і дисперсійного аналізу, методи багатопараметричної оптимізації, у тому числі і метод оптимального розподілу навантажень між енергоблоками, методи ранжирування параметрів і деякі інші. Цей блок програм є реалізацією логіко-числового оператора $\text{var}(\chi, \Sigma)$ для зовнішнього керування імітаційною моделлю (10.6) стосовно до названих математичних методів.

Блок програм документування, аналізу і діагностики (рис. 10.4) накопичує результати розрахунку параметрів технологічних процесів в усьо-

му устаткуванні енергоблоку, проводить діагностику і розрахунок надійності його стану і здійснює порівняльний аналіз техніко-економічних показників якості функціонування енергоблоку (показників вироблення електричної і теплової енергій).

Для перевірки адекватності імітаційної моделі енергоблоку двоконтурної АЕС з ВВЕР, покладеної в основу автоматизованого комплексу програм, було проведено порівняльний аналіз даних теплових випробувань на енергоблоках Запорізької АЕС з турбоустановками типу К-1000-60/1500-2 (результати натурних експериментів [10–13]) і результатів численних експериментів на імітаційній моделі.

Нижче на рис. 10.5–10.10 наведені порівняльні оцінки експлуатаційних характеристик турбоустановки типу К-1000-60/1500-2, отриманих в результаті обробки даних, що є результатом проведення випробувань на турбоустановках енергоблоків Запорізької АЕС (лінія 1), і отриманих за допомогою численних експериментів на імітаційній моделі автоматизованого програмного комплексу (лінія 2).

Наведені на цих рисунках розрахункові залежності, що описують характеристики турбоустановки, потрапляють в довірчі інтервали, які побудовані для експериментальних кривих для усіх досліджених характеристик. Це дозволяє зробити висновок, що розрахункові та експериментальні криві впливу зміни тиску свіжої пари, тиску в деаераторі, нагрівів в підігрівниках низького та високого тиску, тиску в конденсаторі на потужність турбоустановки достатньо добре збігаються.

Тому розроблений автоматизований програмний комплекс може бути ефективно застосований для визначення експлуатаційних характеристик і оптимального розподілу навантажень між енергоблоками двоконтурних АЕС з ВВЕР з точністю, яка достатня для експлуатаційного персоналу (результати розрахунку, що отримані при похибці початкових даних, не перевищують меж, які допустимі для оцінки ефективності і безпеки роботи енергоблоку).

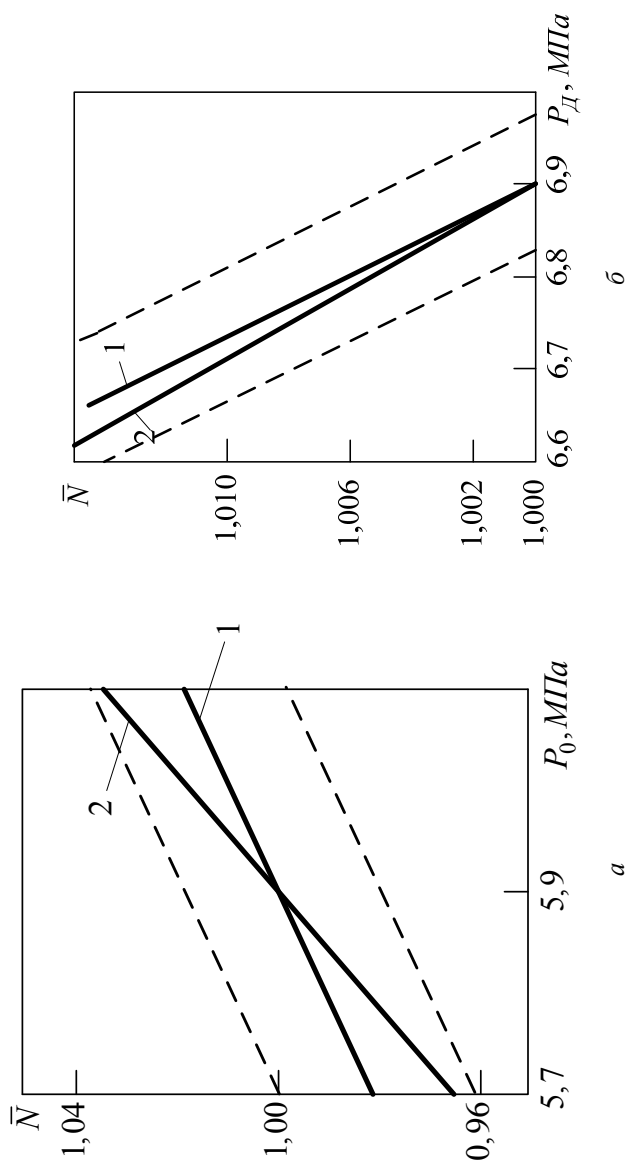


Рис. 10.5. Залежність відносного значення потужності \bar{N} турбоустановки К-1000-60/1500-2 від відхилення:

a – тиску свіжої пари P_0 ; $б$ – тиску в деаераторі P_D

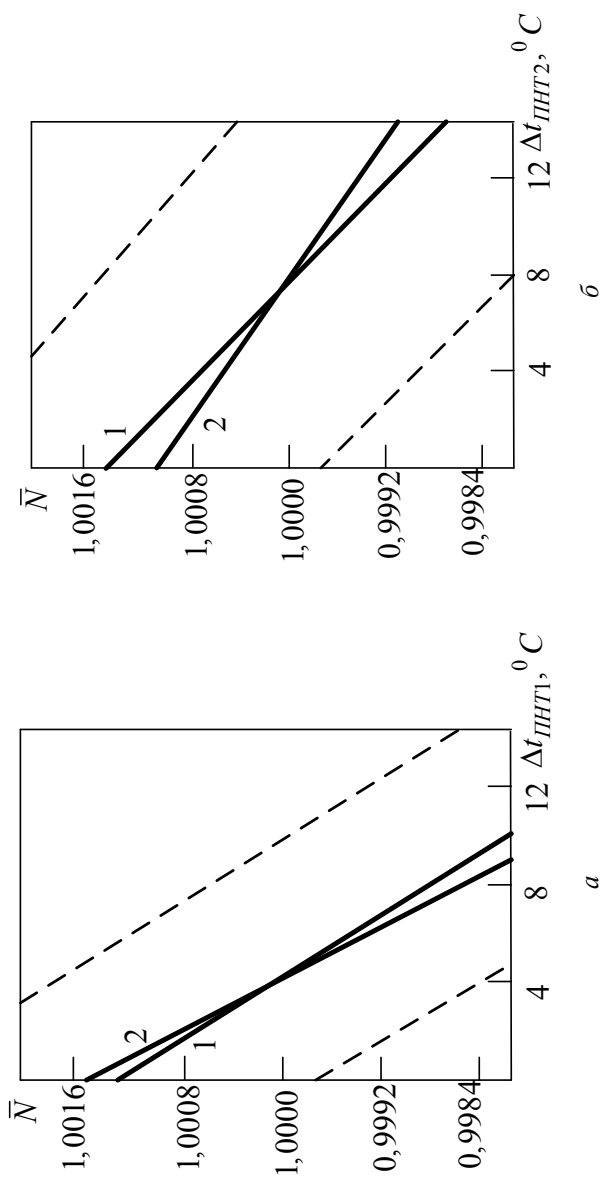
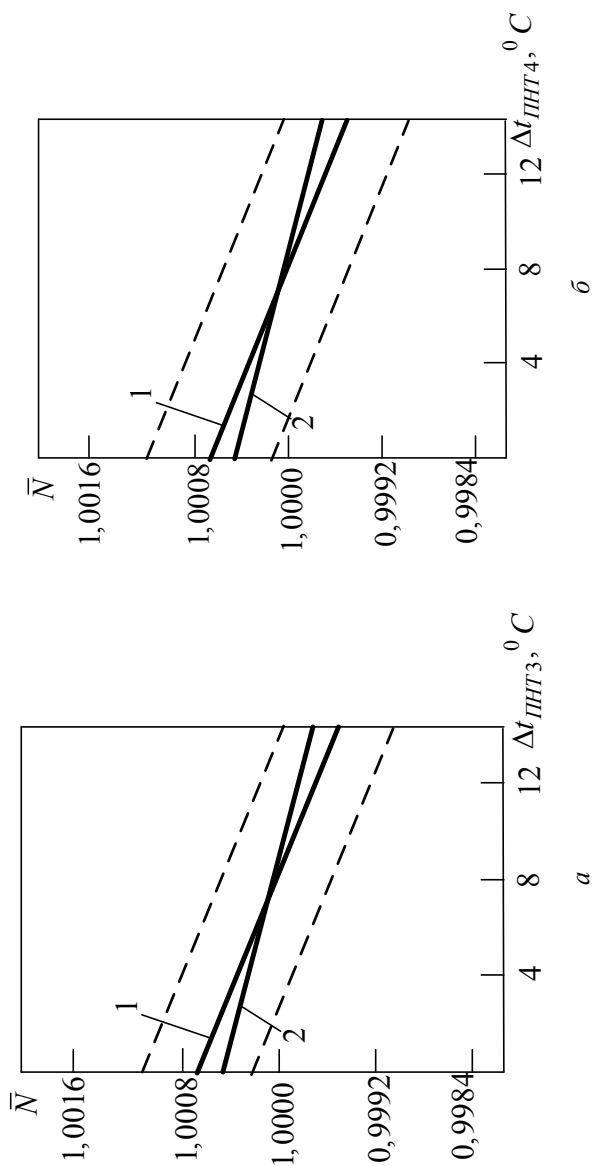


Рис. 10.6. Залежність відносного значення потужності \bar{N} турбоустановки К-1000-60/1500-2 від відхилення недогріву:

$a - \Delta t$ у ПНТ1; $б - \Delta t$ у ПНТ2



Р и с . 1 0 . 7 . Залежність відносного значення потужності \bar{N} турбоустановки К-1000-60/1500-2 від відхилення недогріву :
 $a - \Delta t$ у ПНТ3; $б - \Delta t$ у ПНТ4

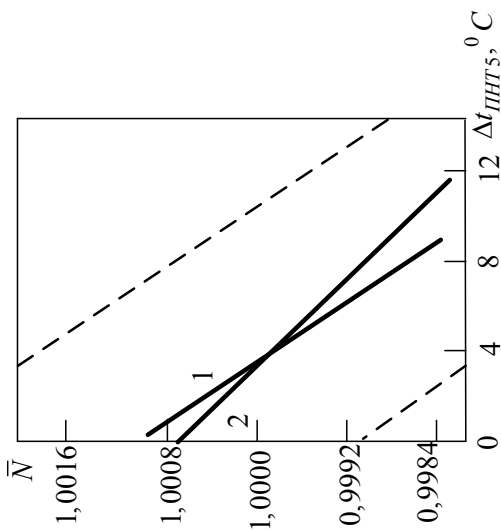


Рис. 10.8. Залежність відносного значення потужності \bar{N} турбоустановки К-1000-60/1500-2 від відхилення недогріву Δt у ПНТ-5

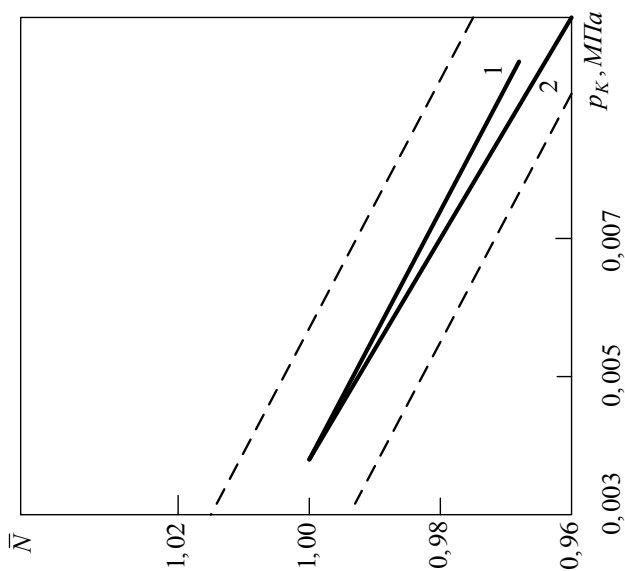
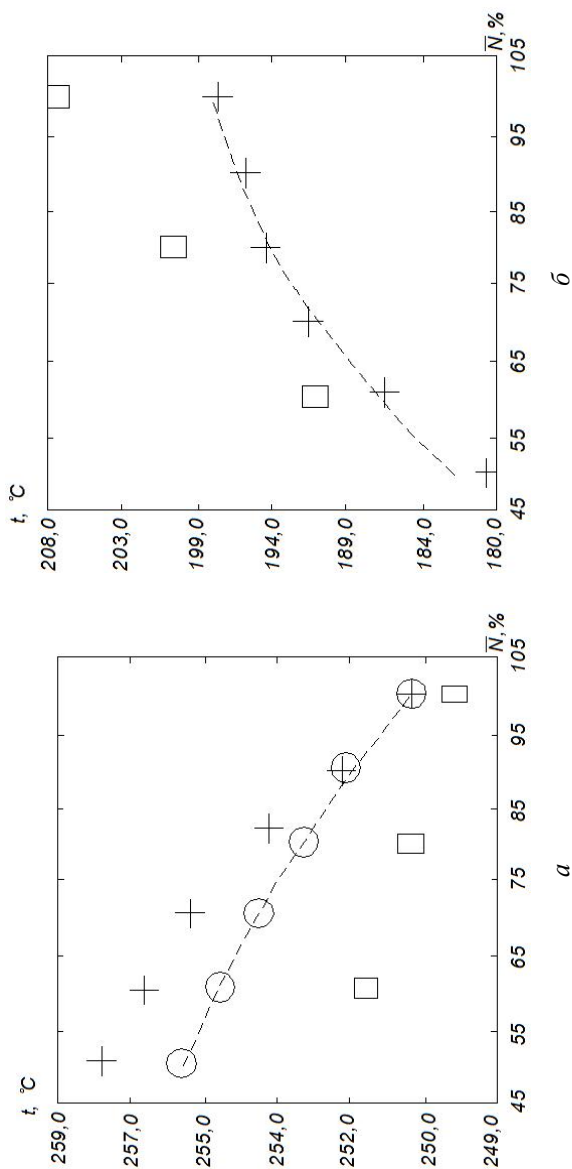


Рис. 10.9. Залежність відносного значення потужності \bar{N} турбоустановки К-1000-60/1500-2 від відхилення тиску p_K в конденсаторі



Р и с . 1 0 . 1 0 . Температурні характеристики технологічних процесів в сепараторах-пароперегрівниках типу СПП-1000: температура на виході зі ступеня I (а) і II (б) у діапазоні навантажень електричної потужності \bar{N} :

- – теплові випробування «Южтехенерго» (м. Львів);
- + – імітаційний експеримент;
- – розрахунок заводу-виробника СПП-1000

Глава 11

АНАЛІЗ ВПЛИВУ ЗМІН ПАРАМЕТРІВ ТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ В ПАРОГЕНЕРАТОРАХ ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС З ВВЕР-1000 НА ЕФЕКТИВНІСТЬ ЇХ РОБОТИ

Глава присвячена дослідженню впливу відхилень під час експлуатації параметрів устаткування паротурбінних установок АЕС від розрахункових величин на основні техніко-економічні показники роботи – електричну потужність \bar{N} і теплову економічність (питому витрату теплоти) \bar{q} – в режимах роботи, близьких до номінального, присвячена ціла низка наукових досліджень теоретичного та експериментального характерів, наприклад [1–6] та багато інших. Одержані в них так звані експлуатаційні (енергетичні) характеристики являють собою регресійні рівняння залежностей змін основних показників енергоблоків $\bar{N} = N/N_0$ і $\bar{q} = q/q_0$ від змін параметрів устаткування турбоустановок, де N і q – показники енергоблоків в режимі роботи, що досліджується, а N_0 і q_0 – у номінальному (нормативному) режимі. У вигляді функціональних залежностей вони можуть бути представлені такими математичними співвідношеннями:

$$\bar{N} = f(\Delta\vec{X}) \quad \bar{q} = \varphi(\Delta\vec{X}), \quad (11.1)$$

де $\Delta\vec{X}$ – вектор незалежних змінних – відхилення основних і гідравлічних параметрів устаткування турбоустановки від номінальних значень. В якості таких параметрів розглядалися: тиск свіжої пари, ступінь сухості свіжої пари, недогріву в регенеративних підігрівачах і проміжному пароперегрівачі, гідравлічні опори ліній відборів пари до них та інші. Досвід застосування характеристик виду (11.1) на АЕС показав, що вони дозволяють суттєво підвищити середню експлуатаційну теплову економічність турбоагрегатів [1, 7, 8].

Значно розширити можливості застосування експлуатаційних характеристик дозволила наявність даних про вплив відхилень параметрів турбоустановок на часткових режимах їх роботи. В роботі [1] були отримані інтегральні залежності впливу параметрів на потужність і теплову економічність турбоустановок на часткових режимах в діапазоні навантажень $0,4 \div 1,0 \bar{D}$ ($\bar{D} = D/D_0$, D – витрата свіжої пари в режимі, що досліджувався; D_0 – витрата свіжої пари в номінальному режимі):

$$\bar{N} = F(\bar{D}, \Delta X_i), \quad \bar{q} = \Phi(\bar{D}, \Delta X_i), \quad i = \overline{1, p}; \quad (11.2)$$

або у вигляді регресійних рівнянь:

$$\begin{aligned} \bar{N} &= B_0 + \sum_{i=1}^p B_i \cdot \Delta X_i = \left(\sum_{R=0}^4 b_R \cdot \bar{D}^R \right)_0 + \sum_{i=1}^p \left(\sum_{R=0}^4 b_R \cdot \bar{D}^R \right)_i \cdot \Delta X_i, \\ \bar{q} &= B'_0 + \sum_{i=1}^p B'_i \cdot \Delta X_i = \left(\sum_{R=0}^4 b'_R \cdot \bar{D}^R \right)_0 + \sum_{i=1}^p \left(\sum_{R=0}^4 b'_R \cdot \bar{D}^R \right)_i \cdot \Delta X_i. \end{aligned} \quad (11.3)$$

В характеристиках (11.2), (11.3) частковий режим визначається витратою свіжої пари через стопорно-регулюючі клапани турбіни \bar{D} . Поліноми $R^i(\bar{D}) = \left(\sum_{R=0}^4 b_R \cdot \bar{D}^R \right)_i$, де індекс i відповідає в рівнянні регресії порядковому номеру параметра, зміна впливу якого на \bar{N} і \bar{q} враховується в представлених характеристиках, отримані шляхом інтерполяції коефіцієнтів в регресійних рівняннях (11.2) для \bar{N} і \bar{q} , що створені для різних режимів експлуатації турбоустановки.

Зменшення витрати пари на турбіну енергоблоку може бути забезпечено прикриттям стопорно-регулюючих клапанів при постійних параметрах пари перед ними або зміною початкового тиску при повністю відкритих клапанах. Під час експлуатації тиск свіжої пари може відхилятися від номінальних значень з різних причин, таких, наприклад, як зміна частоти обертання живильного насоса, гідравлічного опору живильного клапану парогенератора та інших.

Парогенератори ПГВ-1000 відносяться до теплообмінного устаткування першого контуру енергоблоків АЕС, що найбільш частіше пошкоджується. Серед різних причин, що визначають зменшення вироблення електроенергії і на закордонних, і на вітчизняних АЕС, пошкодження парогенераторів займають головне місце [9].

Існує безліч об'єктивних причин, що призводять до можливого відключення петель першого контуру та істотної зміни витрати свіжої пари на турбіну в енергоблоках АЕС. Тому для отримання експлуатаційних характеристик енергоблоків АЕС необхідно розширити характеристики виду (11.2) за рахунок обліку впливу змін параметрів теплоносія та робочої речовини у парогенераторах на витрату свіжої пари.

Таке дослідження було здійснено на підставі результатів серії імітаційних експериментів, проведених за допомогою автоматизованого комплексу програм [3], що імітує функціональний стан енергоблоку АЕС з ВВЕР-1000, до складу якого входять чотири горизонтальних парогенератори типу ПГВ-1000 і турбоустановка типу К-1000-60 / 1500-2 (рис. 10.1).

11.1. Аналіз впливу змін параметрів технологічних процесів в горизонтальних парогенераторах типу ПГВ-1000 на їх паропродуктивність

Із низки експлуатаційних характеристик парогенераторів ПГВ-1000 визначення і дослідження залежностей паропродуктивності (витрати пари) цих агрегатів від теплових і гідравлічних параметрів теплоносія і робочої речовини, що змінюються в процесі експлуатації, становлять найбільший інтерес, так як витрата пари та її параметри – показники, що здійснюють основний вплив на ефективність роботи енергоблоків.

До цих параметрів відносяться: температура теплоносія на вході в парогенератор (ПГ) t'_1 , тиск теплоносія p_1 , температура живильної води $t_{ж.в.}$, тиск робочої речовини p_2 .

В результаті проведення численних імітаційних однофакторних експериментів на імітаційній моделі парогенератора [10] була отримана залежність його відносної паропродуктивності $\bar{D} = D/D_0$, де D – паропро-

дуктивність в режимі роботи, що досліджувався, а D_0 – паропроодуктивність в номінальному режимі, яка складає 480 кг/с, від перерахованих параметрів (факторів).

Імітаційні експерименти проводилися за умови моделювання мінімально можливої площі поверхні теплообміну парогенератора F , що не порушує нормальний (безпечний) технологічний процес і дорівнює 5096 м².

11.1.1. Залежність відносної паропроодуктивності парогенератора типу ПГВ-1000 від температури живильної води

Значення паропроодуктивності \bar{D} , як функції температури живильної води $t_{ж.в.}$, які отримані при фіксованих значеннях тиску робочої речовини $p_2 = 6,27$ МПа, тиску теплоносія $p_1 = 15,7$ МПа та його температури на вході в ПГ $t'_1 = 321$ °С, наведені в табл. 11.1.

Т а б л и ц я 11.1

Результати імітаційного експерименту визначення залежності відносної паропроодуктивності парогенератора від температури живильної води ($p_2 = 6,27$ МПа, $p_1 = 15,7$ МПа, $t'_1 = 321$ °С)

№ досліду імітаційного експерименту	Температура живильної води, $t_{ж.в.}$, °С	Відносна паропроодуктивність парогенератора, \bar{D}
1	210	0,941
2	211	0,943
3	212	0,946
4	213	0,948
5	214	0,95
6	215	0,953
7	216	0,955
8	217	0,957
9	218	0,960
10	219	0,962
11	220	0,964

У експерименті, що проводився, паропродуктивність задана таблицею своїх значень

$$y^i = \overline{D}(t_{\text{ж.в}}^i), \quad i = 1, \dots, 11. \quad (11.4)$$

Апроксимація заданої функції поліномом фіксованого ступеня проводилась за допомогою методу найменших квадратів [11]. Коефіцієнти поліному визначалися з умови мінімізації середньоквадратичного відхилення значень поліному в точках $t_{\text{ж.в}}^i$ від значень паропродуктивності, отриманих в результаті експерименту:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N \left(P_m(t_{\text{ж.в}}^i) - y^i \right)^2} \rightarrow \min, \quad (11.5)$$

де $P_m(t_{\text{ж.в}}) = a_0 + a_1 \cdot t_{\text{ж.в}} + \dots + a_m \cdot t_{\text{ж.в}}^m$ – апроксимаційний поліном ступеня m , N – кількість експериментальних точок.

Попередній аналіз показав, що задовільна апроксимація може бути отримана при виборі поліному першого ступеня (рис. 11.1). В цьому випадку система рівнянь для визначення коефіцієнтів поліному першого ступеня $\overline{D}(t_{\text{ж.в}}) = a_0 + a_1 \cdot t_{\text{ж.в}}$ в разі проведених 11 імітаційних експериментів має вид:

$$\begin{cases} 11a_0 + \left(\sum_{i=1}^{11} (t_{\text{ж.в}}^i) \right) \cdot a_1 = \sum_{i=1}^{11} y^i, \\ \left(\sum_{i=1}^{11} (t_{\text{ж.в}}^i) \right) \cdot a_0 + \left(\sum_{i=1}^{11} (t_{\text{ж.в}}^i)^2 \right) \cdot a_1 = \sum_{i=1}^{11} y^i t_{\text{ж.в}}^i. \end{cases} \quad (11.6)$$

Система (11.6) є системою лінійних алгебраїчних рівнянь щодо невідомих a_0, a_1 . Вирішуючи її, отримуємо значення коефіцієнтів: $a_0 = 0,452, a_1 = 0,002327$.

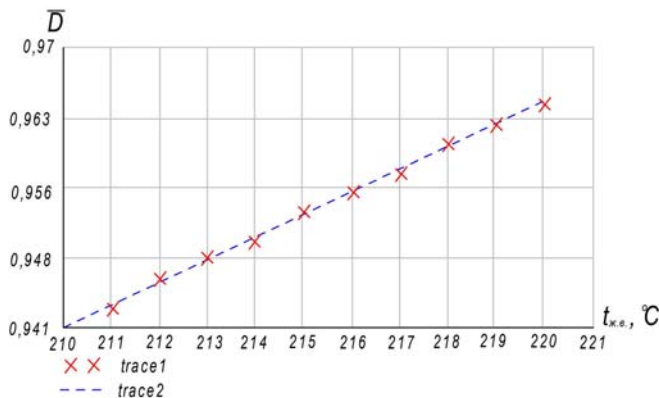
Таким чином, апроксимаційний поліном має вид:

$$\overline{D}(t_{\text{ж.в}}) = 0,452 + 0,002327 t_{\text{ж.в}}. \quad (11.7)$$

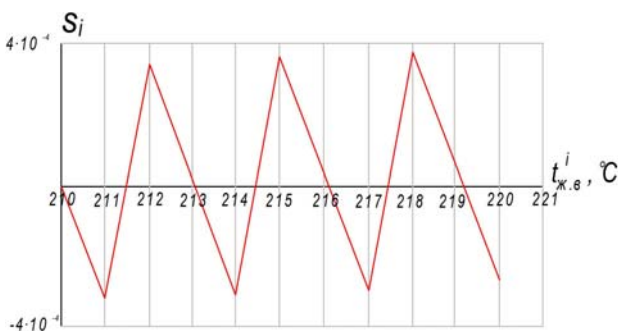
На рис. 11.2 зображено графік відхилень s_i значень апроксимаційного поліному (11.7) від значень відносної паропроодуктивності, отриманих в результаті експерименту (табл. 11.1):

$$s_i = y^i - \bar{D}(t_{ж.в}^i), \quad i = 1, \dots, 11, \quad (11.8)$$

де y^i – значення відносної паропроодуктивності в експериментальних точках ($i = 1, \dots, 11$).



Р и с . 1 1 . 1 . Значення результатів експерименту (*trace 1*) і графік апроксимаційної функції (*trace 2*)



Р и с . 1 1 . 2 . Графік відхилень s_i значень поліному (11.7) від значень відносної паропроодуктивності, отриманих в результаті експерименту в точках $t_{ж.в}^i$

Середньоквадратичне відхилення σ значень поліному (11.7) від значень відносної паропроодуктивності, отриманих в результаті експерименту, в точках $t'_{ж.в.}$ склало:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{11} \sum_{i=1}^{11} s_i^2} = 2,635 \cdot 10^{-4}. \quad (11.9)$$

Так само, поліномом першого ступеня була апроксимована залежність відносної паропроодуктивності \bar{D} від температури теплоносія на вході до парогенератора t'_1 , залежність \bar{D} від тиску робочої речовини p_2 , а також залежність \bar{D} від тиску теплоносія p_1 .

11.1.2. Залежність відносної паропроодуктивності парогенератора типу ПГВ-1000 від температури теплоносія на вході до парогенератора

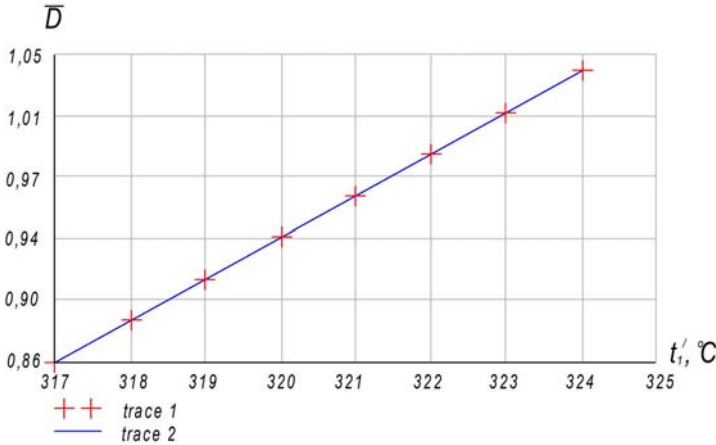
Результати експериментів, що наведено в табл. 11.2, отримані при фіксованих значеннях температури живильної води $t_{ж.в.} = 220$ °С, тиску робочої речовини $p_2 = 6,27$ МПа, тиску теплоносія $p_1 = 15,7$ МПа.

Т а б л и ц я 11.2

Результати імітаційного експерименту визначення залежності відносної паропроодуктивності парогенератора від температури теплоносія на вході до парогенератора ($p_2 = 6,27$ МПа, $p_1 = 15,7$ МПа, $t_{ж.в.} = 220$ °С)

№ дослідів імітаційного експерименту	Температура теплоносія на вході до парогенератора, t'_1 , °С	Відносна паропроодуктивність парогенератора, \bar{D}
1	317	0,862
2	318	0,887
3	319	0,913
4	320	0,938
5	321	0,964
6	322	0,990
7	323	1,016
8	324	1,042

Попередній аналіз показав, що задовільна апроксимація може бути отримана при виборі поліному першого ступеня (рис. 11.3).



Р и с . 1 1 . 3 . Значення результатів експерименту (*trace 1*) і графік апроксимаційної функції (*trace 2*)

Система рівнянь для визначення коефіцієнтів поліному першого ступеня $\bar{D}(t'_1) = c_0 + c_1 t'_1$ в разі проведених 8 імітаційних експериментів лінійна і має вид:

$$\begin{cases} 8c_0 + \left(\sum_{i=1}^8 (t_1^i) \right) \cdot c_1 = \sum_{i=1}^8 y^i, \\ \left(\sum_{i=1}^8 (t_1^i) \right) \cdot c_0 + \left(\sum_{i=1}^8 (t_1^i)^2 \right) \cdot c_1 = \sum_{i=1}^8 y^i t_1^i. \end{cases} \quad (11.10)$$

Вирішуючи її, отримуємо значення коефіцієнтів: $c_0 = -7,291$, $c_1 = 0,0026$.

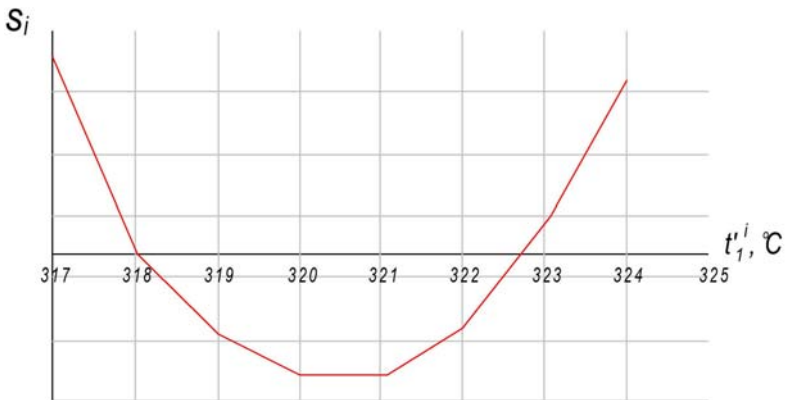
Відносна паропроодуктивність \bar{D} як функція температури теплоносія t'_1 апроксимується поліномом

$$\overline{D}(t_1') = -7,291 + 0,0026t_1'. \quad (11.11)$$

На рис. 11.4 зображений графік відхилень s_i значень апроксимаційного поліному (11.11) від значень відносної паропроодуктивності, отриманих в результаті експерименту (табл. 11.2):

$$s_i = y^i - \overline{D}(t_1'^i),$$

де y^i – значення відносної паропроодуктивності в експериментальних точках ($i = 1, \dots, 8$).



Р и с . 11.4. Графік відхилень s_i значень поліному (11.11) від значень відносної паропроодуктивності, отриманих в результаті експерименту в точках $t_1'^i$

Середньоквадратичне відхилення σ в точках $t_1'^i$ значень поліному (11.11) від значень відносної паропроодуктивності, отриманих в результаті експерименту, становило:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 s_i^2} = 3,195 \cdot 10^{-4}. \quad (11.12)$$

11.1.3. Залежність відносної паропродуктивності парогенератора типу ПГВ-1000 від тиску робочої речовини

Результати імітаційних експериментів з визначення залежності відносної паропродуктивності парогенератора \bar{D} від тиску робочої речовини при температурі живильної води $t_{\text{ж.в}} = 220^\circ\text{C}$, температурі теплоносія на вході до парогенератора $t'_1 = 321^\circ\text{C}$, тиску теплоносія $p_1 = 15,7$ МПа наведені в табл. 11.3.

Попередній аналіз показав, що задовільна апроксимація може бути отримана при виборі поліному першого ступеню (рис. 11.5).

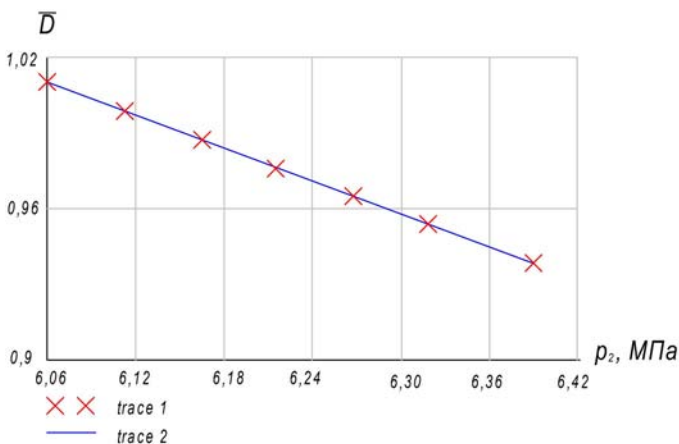
Система рівнянь для визначення коефіцієнтів полінома першого ступеню $\bar{D}(p_2) = d_0 + d_1 p_2$ є лінійною щодо невідомих d_0, d_1 і в разі проведених 7 імітаційних експериментів має вид:

$$\begin{cases} 7d_0 + \left(\sum_{i=1}^7 (p_2^i) \right) \cdot d_1 = \sum_{i=1}^7 y^i, \\ \left(\sum_{i=1}^7 (p_2^i) \right) \cdot d_0 + \left(\sum_{i=1}^7 (p_2^i)^2 \right) \cdot d_1 = \sum_{i=1}^7 y^i p_2^i. \end{cases} \quad (11.13)$$

Т а б л и ц я 11.3

Результати імітаційних експериментів з визначення залежності відносної паропродуктивності парогенератора від тиску робочої речовини ($t'_1 = 321^\circ\text{C}$, $p_1 = 15,7$ МПа, $t_{\text{ж.в}} = 220^\circ\text{C}$)

№ досліджу імітаційного експерименту	Тиск робочої речовини p_2 , МПа	Відносна паропродуктивність парогенератора, \bar{D}
1	6,06	1,010
2	6,11	0,999
3	6,17	0,988
4	6,22	0,976
5	6,27	0,965
6	6,32	0,954
7	6,39	0,938



Р и с . 11.5. Значення результатів експерименту (*trace 1*) і графік апроксимаційної функції (*trace 2*)

Вирішуючи систему (11.13), отримуємо значення коефіцієнтів: $d_0 = 2,349$, $d_1 = -0,022$.

Таким чином, апроксимаційний поліном має вид:

$$\bar{D}(p_2) = 2,349 - 0,022 p_2. \quad (11.14)$$

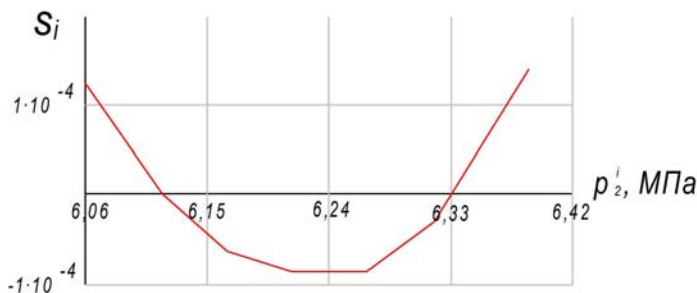
На рис. 11.6 показано графік відхилень s_i значень апроксимаційного поліному (11.14) від значень відносної паропроодуктивності, отриманих в результаті експерименту (табл. 11.3):

$$s_i = y^i - \bar{D}(p_2^i),$$

де y^i – значення відносної паропроодуктивності в експериментальних точках ($i = 1, \dots, 7$).

Середньоквадратичне відхилення σ в точках p_2^i значень поліному (11.14) від значень відносної паропроодуктивності, отриманих в результаті експерименту, становило:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{7} \sum_{i=1}^7 s_i^2} = 0,9091 \cdot 10^{-4}. \quad (11.15)$$



Р и с . 11.6. Графік відхилень s_i значень апроксимаційного поліному (11.14) від значень відносної паропродуктивності, отриманих в результаті експерименту в точках p_2^i

11.1.4. Залежність відносної паропродуктивності парогенератора типу ПГВ-1000 від тиску теплоносія

Результати імітаційних експериментів з визначення залежності відносної паропродуктивності парогенератора \bar{D} від тиску теплоносія при температурі живильної води $t_{ж.в} = 220$ °С, температурі теплоносія на вході до парогенератора $t_1' = 321$ °С, тиску робочої речовини $p_2 = 6,27$ МПа наведені в табл. 11.4.

Попередній аналіз показав, що задовільна апроксимація може бути отримана при виборі полінома першого ступеня (рис. 11.7).

Система рівнянь для визначення коефіцієнтів полінома першого ступеня $\bar{D}(p_1) = r_0 + r_1 \cdot p_1$ є лінійною щодо невідомих r_0, r_1 і в разі проведених 7 імітаційних експериментів має вид:

$$\begin{cases} 7r_0 + \left(\sum_{i=1}^7 (p_1^i) \right) \cdot r_1 = \sum_{i=1}^7 y^i, \\ \left(\sum_{i=1}^7 (p_1^i) \right) \cdot r_0 + \left(\sum_{i=1}^7 (p_1^i)^2 \right) \cdot r_1 = \sum_{i=1}^7 y^i p_1^i. \end{cases} \quad (11.16)$$

Вирішуючи систему (11.16), отримуємо значення коефіцієнтів: $r_0 = 1,043$, $r_1 = -0,005014$.

Таблиця 11.4

Результати імітаційних експериментів з визначення залежності відносної паропроодуктивності парогенератора від тиску теплоносія

($t_{ж.в} = 220\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t'_1 = 321\text{ }^{\circ}\text{C}$, $p_2 = 6,27\text{ МПа}$)

№ дослідів імітаційного експерименту	Тиск теплоносія p_1 , МПа	Відносна паропроодуктивність парогенератора, \bar{D}
1	15,40	0,96591
2	15,50	0,96539
3	15,60	0,96488
4	15,70	0,96403
5	15,80	0,96391
6	15,90	0,96343
7	16,00	0,96287

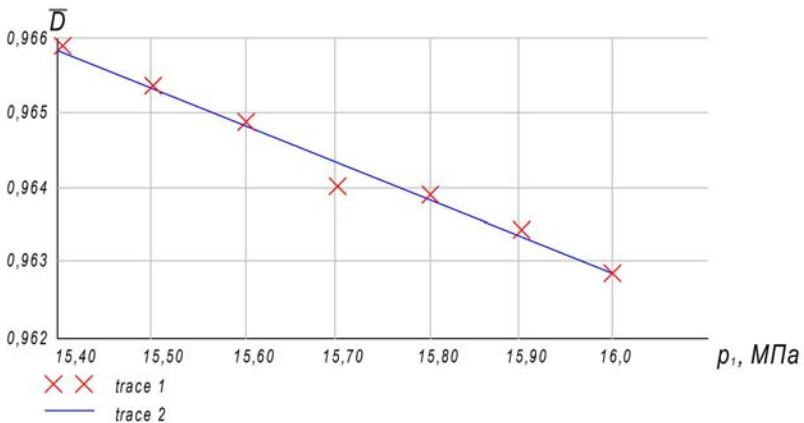


Рис. 11.7. Значення результатів експерименту (trace 1) і графік апроксимаційної функції (trace 2)

Таким чином, апроксимаційний поліном має вид:

$$\overline{D}(p_1) = 1,043 - 0,005014 p_1. \quad (11.17)$$

На рис. 11.8 показаний графік відхилень s_i значень апроксимаційного поліному (11.17) від значень відносної паропродуктивності, отриманих в результаті експерименту (табл. 11.4):

$$s_i = y^i - \overline{D}(p_1^i),$$

де y^i – значення відносної паропродуктивності в експериментальних точках ($i = 1, \dots, 7$).

Середньоквадратичне відхилення σ в точках p_1^i значень поліному (11.17) від значень відносної паропродуктивності, отриманих в результаті експерименту, становило:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{7} \sum_{i=1}^7 s_i^2} = 1,31 \cdot 10^{-4}. \quad (11.18)$$



Рис. 11.8. Графік відхилень s_i значень апроксимаційного поліному (11.17) від значень відносної паропродуктивності, отриманих в результаті експерименту в точках p_1^i

11.1.5. Багатофакторний експеримент на імітаційній моделі парогенератора типу ПГВ-1000

Аналіз зміни значень відносної паропродуктивності парогенератора \bar{D} при змінах значень окремих параметрів при фіксованих значеннях інших ($t_{ж.в.}$, t'_1 , p_1 , p_2) показує, що всі ці однофакторні залежності з достатньою для експлуатаційного персоналу точністю можна вважати лінійними. Це дозволяє припустити, що поверхня відгуку в багатофакторному експерименті не має суттєвої кривизни, тобто відносна паропродуктивність парогенератора \bar{D} , що розглядається як функція всіх чотирьох змінних, близька до лінійної.

З'ясуємо характер залежності відносної паропродуктивності парогенератора \bar{D} від зміни усіх чотирьох обраних факторів:

$$\bar{D} = F(t_{ж.в.}, t'_1, p_1, p_2). \quad (11.19)$$

Для математичного моделювання функції відгуку (11.19) на імітаційній моделі парогенератора ПГВ-1000 проведено активний експеримент, який реалізує матрицю планування повного факторного експерименту при наявності чотирьох вищезазначених факторів.

Всі вибрані фактори $t_{ж.в.}$, t'_1 , p_1 , p_2 є керованими, так як дозволяють при проведенні експерименту, надаючи даним факторам потрібні значення, підтримувати їх постійними протягом всього чисельного експерименту. Крім того, вся сукупність факторів сумісна, тобто всілякі їх поєднання можуть бути реалізовані і безпечні з точки зору технологічного процесу. Кореляція між факторами відсутня – значення фактора на будь-якому рівні не залежить від рівнів інших факторів.

При оцінці меж факторного простору враховувались обмеження, що пов'язані з організацією технологічного процесу в парогенераторних установках АЕС.

В якості основного рівня для кожного фактора розглядався рівень, який був відповідним значенню даного фактора при роботі енергоблоку в номінальному режимі (табл. 11.5).

У проведеному експерименті фактори варіюються на двох рівнях. Може виявитися, що в обраних інтервалах варіювання процес не буде описуватися лінійною моделлю. Найбільш часто вид нелінійності, що виникає, обумовлений тим, що ефект одного фактора залежить від рівня, на

якому знаходиться інший фактор, тобто має місце ефект взаємодії двох факторів. Тому в якості регресійної математичної моделі зміни відносної паропродуктивності \bar{D} було прийнято вираз такого вигляду:

$$\begin{aligned} \hat{y} = & \beta_0 + \beta_1 \tilde{t}'_1 + \beta_2 \tilde{t}_{\text{ж.в}} + \beta_3 \tilde{p}_2 + \beta_4 \tilde{p}_1 + \beta_{12} \tilde{t}'_1 \cdot \tilde{t}_{\text{ж.в}} + \beta_{23} \tilde{t}_{\text{ж.в}} \cdot \tilde{p}_2 + \\ & + \beta_{13} \tilde{t}'_1 \cdot \tilde{p}_2 + \beta_{24} \tilde{t}_{\text{ж.в}} \cdot \tilde{p}_1 + \beta_{14} \tilde{t}'_1 \cdot \tilde{p}_1 + \beta_{34} \tilde{p}_2 \cdot \tilde{p}_1 + \beta_{123} \tilde{t}'_1 \cdot \tilde{t}_{\text{ж.в}} \cdot \tilde{p}_2 + \\ & + \beta_{124} \tilde{t}'_1 \cdot \tilde{t}_{\text{ж.в}} \cdot \tilde{p}_1 + \beta_{234} \tilde{t}_{\text{ж.в}} \cdot \tilde{p}_2 \cdot \tilde{p}_1 + \beta_{1234} \tilde{t}'_1 \cdot \tilde{t}_{\text{ж.в}} \cdot \tilde{p}_2 \cdot \tilde{p}_1, \end{aligned} \quad (11.20)$$

де \hat{y} – передбачене значення функції відгуку.

Т а б л и ц я 11.5

Значення факторів експерименту на основному, нижньому і верхньому рівнях

Фактор	Температура		Тиск	
	теплоносія на вході в парогенератор t'_1 , °C	живильної води $t_{\text{ж.в}}$, °C	робочої речовини p_2 , МПа	теплоносія p_1 , МПа
Основний рівень	319,0	215,0	6,27	15,70
Інтервал варіювання, Δ	2,0	5,0	0,13	0,30
Верхній рівень $x_{i \max}$	321,0	220,0	6,40	16,00
Нижній рівень $x_{i \min}$	317,0	210,0	6,14	15,40

Подальші розрахунки і відповідний аналіз проводився для моделі, отриманої з (11.20) за допомогою процедури «кодування факторів», яка виконується шляхом наступних лінійних перетворень вихідних змінних:

$$x_1 = \frac{\tilde{t}'_1 - \tilde{t}'_1{}^0}{\Delta t'_1}; \quad x_2 = \frac{\tilde{t}_{\text{ж.в}} - \tilde{t}_{\text{ж.в}}{}^0}{\Delta t_{\text{ж.в}}}; \quad x_3 = \frac{\tilde{p}_2 - \tilde{p}_2{}^0}{\Delta p_2}; \quad x_4 = \frac{\tilde{p}_1 - \tilde{p}_1{}^0}{\Delta p_1}, \quad (11.21)$$

де x_1, x_2, x_3, x_4 – кодовані значення факторів, $\tilde{t}'_1, \tilde{t}_{\text{ж.в}}, \tilde{p}_2, \tilde{p}_1$ – натуральні значення факторів, $\tilde{t}'_1{}^0, \tilde{t}_{\text{ж.в}}{}^0, \tilde{p}_2{}^0, \tilde{p}_1{}^0$ – натуральні значення основних рівнів факторів. Тобто, отримаємо

$$x_1 = \frac{\tilde{t}'_1 - 319}{2}, \quad x_2 = \frac{\tilde{t}_{\text{ж.в}} - 215}{5}, \quad x_3 = \frac{\tilde{p}_2 - 6,27}{0,13}, \quad x_4 = \frac{\tilde{p}_1 - 15,7}{0,3}. \quad (11.22)$$

При такому перетворенні фактори приймають значення від -1 до $+1$, а рівняння регресії (11.20) має вид:

$$\begin{aligned} \hat{y} = & b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_3 + b_4x_4 + b_{12}x_1x_2 + b_{23}x_2x_3 + \\ & + b_{13}x_1x_3 + b_{24}x_2x_4 + b_{14}x_1x_4 + b_{34}x_3x_4 + b_{123}x_1x_2x_3 + \\ & + b_{124}x_1x_2x_4 + b_{234}x_2x_3x_4 + b_{1234}x_1x_2x_3x_4, \end{aligned} \quad (11.23)$$

де x_i – значення факторів в безрозмірному просторі; b_i – коефіцієнти регресії, які повинні бути оцінені на підставі результатів експериментів.

Для проведення імітаційного експерименту був сформований план з 16 рядків і 16 стовпців (табл. 11.6), в якому: x_0 – вектор-стовпець фіктивної змінної, що приймає у всіх дослідях значення, що рівні $+1$.

Результати імітаційного експерименту зведені в табл. 11.7. Експеримент включав кратні досліді: в 14 з 16 точок плану проводилося по два досліді.

Т а б л и ц я 11.6

Матриця планування повного факторного експерименту

№ досліді	x_0	x_1	x_2	x_3	x_4	x_1x_2	...	$x_1x_2x_3x_4$	Y
1	+1	+1	+1	+1	+1	+1	...	+1	y_1
2	+1	+1	+1	+1	-1	+1	...	-1	y_2
3	+1	+1	+1	-1	+1	+1	...	-1	y_3
4	+1	+1	+1	-1	-1	+1	...	+1	y_4
5	+1	+1	-1	+1	+1	-1	...	-1	y_5
6	+1	+1	-1	+1	-1	-1	...	+1	y_6
7	+1	+1	-1	-1	+1	-1	...	+1	y_7
8	+1	+1	-1	-1	-1	-1	...	-1	y_8
...
16	+1	-1	-1	-1	-1	+1	...	+1	y_{16}

Т а б л и ц я 11.7

Значення функції відгуку

№ досліджу k	y_1	y_2	Середнє \bar{y}	Дисперсія D_y
1	0,933993	0,933892	0,933945	$5,100 \cdot 10^{-9}$
2	0,936777	0,93688	0,936829	$5,305 \cdot 10^{-9}$
3	0,991556	0,991429	0,991493	$8,064 \cdot 10^{-9}$
4	0,994777	0,994549	0,994663	$2,599 \cdot 10^{-8}$
5	0,911306	0,911208	0,911257	$4,802 \cdot 10^{-9}$
6	0,914025	0,914125	0,914075	$5,000 \cdot 10^{-9}$
7	0,967512	0,96739	0,967451	$7,442 \cdot 10^{-9}$
8	0,970654	0,970434	0,970544	$2,420 \cdot 10^{-8}$
9	0,830478	0,831777	0,831128	$8,437 \cdot 10^{-7}$
10	0,83427	—	0,83427	—
11	0,890635	0,889738	0,890187	$4,023 \cdot 10^{-7}$
12	0,89227	0,892373	0,892321	$5,304 \cdot 10^{-9}$
13	0,810306	0,811574	0,81094	$8,039 \cdot 10^{-7}$
14	0,814007	—	0,814007	—
15	0,869037	0,868164	0,868601	$3,811 \cdot 10^{-7}$
16	0,870632	0,879733	0,870683	$5,101 \cdot 10^{-9}$

Статистичні процедури оцінки коефіцієнтів регресії і перевірок їх важливості справедливі при виконанні таких умов (гіпотез):

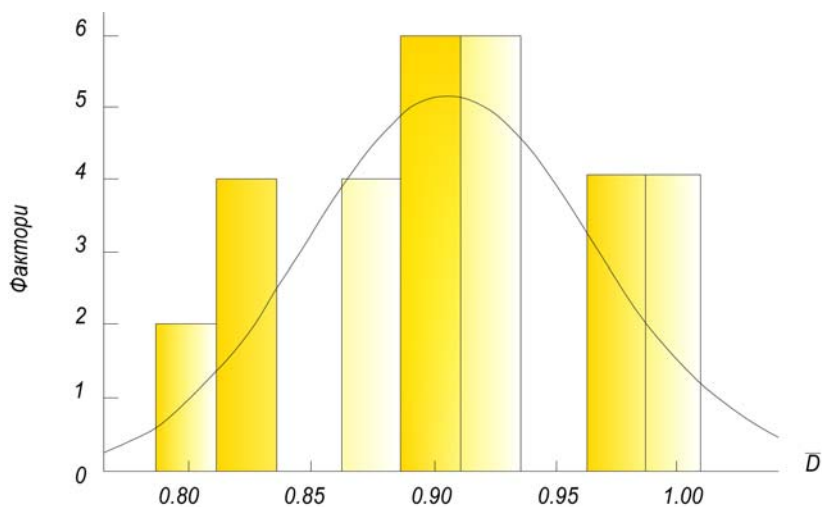
- відгук є випадковою величиною з нормальним законом розподілу;
- дисперсія відгуку не залежить від його абсолютної величини;
- фактори є незалежними.

Таким чином, оцінці коефіцієнтів регресії повинна передувати перевірка виконання сформульованих гіпотез.

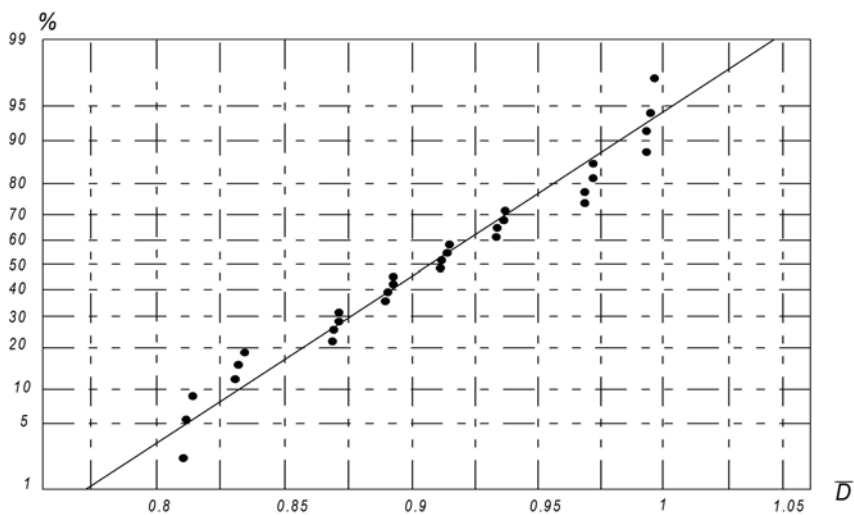
Перевірка гіпотези про нормальний розподіл

Перевірка першої гіпотези про нормальний розподіл функції \bar{D} відгуку здійснювалася за допомогою критерію Андерсона-Дарлінга [12]. Її результати наведені на рис. 11.9, 11.10.

Виконання другої гіпотези перевірялося за допомогою критерію однорідності дисперсій в різних точках факторного простору.



Р и с . 11.9. Гістограма розподілу відносної паропроductивності \bar{D} парогенератора



Р и с . 11.10. Перевірка гіпотези про нормальний розподіл функції відгуку \bar{D}

Точність дослідів у разі, коли число дослідів в кожній точці плану збігається, оцінювалося за допомогою критерію Кохрена [13]:

$$G_{\text{розн.}} = \frac{D_{y \text{ max}}}{\sum_{i=1}^N D_y^i}. \quad (11.24)$$

Дисперсія D_y^i в кожному досліді, що складається з повторних спостережень, розраховувалася за формулою:

$$D_y^i = \frac{\sum_{m=1}^n (y_m^i - \bar{y}^i)^2}{n-1}, \quad (11.25)$$

де y_m^i – значення відгуку в кожному з повторних спостережень, \bar{y}^i – середнє значення відгуку в серії дослідів (в i -му рядку плану); $D_{y \text{ max}}$ – найбільша з усіх дисперсій. Таким чином, отримали:

$$\begin{aligned} \bar{y}^i &= \frac{y_1^i + y_2^i}{2}, \\ D_y^i &= (y_1^i - \bar{y}^i)^2 + (y_2^i - \bar{y}^i)^2 = 2(y_1^i - \bar{y}^i)^2. \end{aligned} \quad (11.26)$$

Значення відповідних середніх значень відгуку і дисперсій наведені в табл. 11.7. Максимальна дисперсія виявилася в досліді № 9. Експериментальний критерій Кохрена дорівнює $G_{\text{розн.}} = 0,333833$. Табличне значення $G_{\text{табл.}} = 0,5157$ для $P_{\text{дов.}} = 0,95$. Експериментальний критерій Кохрена не перевищує значення табличного, що дозволяє прийняти гіпотезу про однорідність дисперсій.

Наскільки добре відтворюються значення відгуку показує дисперсія відтворюваності σ_y^2 :

$$\sigma_y^2 = \frac{1}{N(n-1)} \sum_{i=1}^N \sum_{m=1}^n (y_m^i - \bar{y}^i)^2. \quad (11.27)$$

Згідно (11.27) маємо $\sigma_y^2 = \frac{1}{16} \sum_{i=1}^{16} \sum_{m=1}^2 (y_m^i - \bar{y}^i)^2 = 1,57957 \cdot 10^{-7}$, що

підтверджує досить малу величину похибок в експерименті.

Третя гіпотеза про незалежність факторів виконується автоматично в силу ортогональності матриці планування.

Оцінка коефіцієнтів регресії

Коефіцієнти регресії b_i оцінювалися за допомогою методу найменших квадратів [11]. Цей метод є оптимальним з точки зору мінімізації суми квадратів відхилень (нев'язок) експериментальних даних від значень, що прогноуються моделлю.

Розглянемо систему невязок ε_i , що визначаються співвідношенням

$$\varepsilon_i = y^i - \sum_{k=1}^{15} b_k x_k^i, \quad (11.28)$$

в яких для лаконізації запису введені такі позначення:

$$x_1 x_2 = x_5, \quad x_1 x_3 = x_6, \quad x_1 x_4 = x_7, \quad \dots, \quad x_1 x_2 x_3 x_4 = x_{15}; \quad (11.29)$$

$$b_{12} = \hat{b}_5, \quad b_{13} = \hat{b}_6, \quad b_{14} = \hat{b}_7, \quad \dots, \quad b_{1234} = \hat{b}_{15}. \quad (11.30)$$

Коефіцієнти регресії b_i визначаються з умови

$$\sum_{i=1}^N \varepsilon_i^2 \rightarrow \min_{\{b_i\}}. \quad (11.31)$$

Властивості ортогональності, симетричності і нормованості матриці планування призводять до такого вектору оцінок коефіцієнтів регресії:

$$\hat{B} = (X^T X)^{-1} X^T \bar{Y}, \quad (11.32)$$

де \hat{B} – вектор-стовпець оцінок коефіцієнтів; \bar{Y} – вектор-стовпець середніх значень функції відгуку у відповідних дослідах; X – матриця значень факторів (матриця розмірності 16×16 в табл. 11.6); X^T – транспонована по відношенню до X матриця.

Результати розрахунку представлені в табл. 11.8.

Оцінки коефіцієнтів регресійного рівняння

Коефіцієнт	Оцінка коефіцієнта	Розрахункові значення статистики Стьюдента $t_{\text{розр.}}$
\hat{b}_0	$9,02024 \cdot 10^{-2}$	11322,8
\hat{b}_1	$5,05074 \cdot 10^{-3}$	634,001
\hat{b}_2	$1,11797 \cdot 10^{-3}$	139,079
\hat{b}_3	$-2,87184 \cdot 10^{-3}$	360,491
\hat{b}_4	$-1,39962 \cdot 10^{-3}$	17,569
\hat{b}_{12}	$6,2025 \cdot 10^{-4}$	7,78577
\hat{b}_{13}	$2,12437 \cdot 10^{-4}$	2,66665
\hat{b}_{14}	$-9,63125 \cdot 10^{-5}$	1,20898
\hat{b}_{23}	$-3,435 \cdot 10^{-4}$	4,31183
\hat{b}_{24}	$-1,7125 \cdot 10^{-5}$	0,214964
\hat{b}_{34}	$-8,95625 \cdot 10^{-5}$	1,12425
\hat{b}_{123}	$3,3125 \cdot 10^{-6}$	0,0415806
\hat{b}_{124}	$-1,0625 \cdot 10^{-6}$	0,0133372
\hat{b}_{234}	$-8,1250 \cdot 10^{-6}$	0,010199
\hat{b}_{134}	$1,5950 \cdot 10^{-4}$	2,00215
\hat{b}_{1234}	$2,0000 \cdot 10^{-6}$	0,0951053

Таким чином, рівняння регресії (11.23) набуває виду:

$$\begin{aligned}
 \hat{y} = & 0,902024 + 0,0505074x_1 + 0,0110797x_2 - 0,0287184x_3 - \\
 & -0,00139962x_4 + 0,000620251x_1x_2 - 0,0003435x_2x_3 + \\
 & +0,000212437x_1x_3 - 0,000017125x_2x_4 - 0,0000963125x_1x_4 - \\
 & -0,0000895625x_3x_4 + 3,3125 \cdot 10^{-6}x_1x_2x_3 - 1,0625 \cdot 10^{-6}x_1x_2x_4 - \\
 & -8,125 \cdot 10^{-7}x_2x_3x_4 + 0,0001595x_1x_3x_4 + 2 \cdot 10^{-6}x_1x_2x_3x_4.
 \end{aligned} \quad (11.33)$$

Перевірка адекватності моделі

У процесі перевірки адекватності моделі впливу теплових і гідравлічних параметрів теплоносія і робочої речовини на відносну паропроодуктивність парогенератора, тобто моделі (11.33), була проведена перевірка значущості її коефіцієнтів. Для цього було проведено порівняння модулів значень коефіцієнтів, що розраховувалися, з величиною середньоквадратичної помилки. Для кожного коефіцієнта \hat{b}_i був розрахований t -критерій Стюдента [13]

$$t_{i \text{ розр.}} = \frac{|\hat{b}_i| \sqrt{N_n}}{\sqrt{\sigma_y^2}}, \quad (11.34)$$

де σ_y^2 – дисперсія відтворюваності (11.27). Розрахункові значення статистики Стюдента наведені в табл. 11.8.

Ці значення порівнювалися з табличним значенням критерію Стюдента $t_{\text{кр}}$ з $s = N(n - 1)$ ступенями свободи, що відповідає рівню важливості $\alpha = 0,05$: $t_{\text{кр}}(16; 0,05) = 2,12$. На підставі цього важливими можна вважати коефіцієнти $\hat{b}_0, \hat{b}_1, \hat{b}_2, \hat{b}_3, \hat{b}_4, \hat{b}_{12}, \hat{b}_{23}, \hat{b}_{13}$, а статистично незначними – ефекти взаємодії факторів x_1 і x_4, x_2 і x_4, x_3 і x_4 і всі ефекти взаємодії інших порядків. Тоді рівняння (11.33) перетворюється в рівняння виду:

$$\begin{aligned} \hat{y} = & 0,902024 + 0,0505074x_1 + 0,0110797x_2 - \\ & - 0,0287184x_3 - 0,00139962x_4 + 0,000620251x_1x_2 - \\ & - 0,0003435x_2x_3 + 0,000212437x_1x_3. \end{aligned} \quad (11.35)$$

Для перевірки гіпотези про адекватність моделі необхідно було порівняти досягнуту точність моделі з величиною, що характеризує точність спостережень. Ступінь неузгодження моделі (11.35) і експерименту оцінювалася дисперсією адекватності $\sigma_{\text{ад}}^2$:

$$\sigma_{\text{ад}}^2 = \frac{n}{N-L} \sum_{i=1}^N \left(\bar{y}^i - (\hat{y})^i \right)^2, \quad (11.36)$$

де L – кількість членів регресійного рівняння, що залишилися після перевірки на важливість, $(\hat{y})^i$ – значення відгуку в i -й точці плану, яке передбачене моделлю, $(N - L)$ – кількість ступенів свободи дисперсії $\sigma_{\text{ад}}^2$.

Значення дисперсії адекватності дорівнює:

$$\sigma_{\text{ад}}^2 = \frac{2}{16-8} \sum_{i=1}^{16} \left(\bar{y}^i - (\hat{y})^i \right)^2 = 2,067 \cdot 10^{-5}.$$

Далі було складено відношення F :

$$F = \frac{\sigma_{\text{ад}}^2}{\sigma_y^2}. \quad (11.37)$$

Отриману величину $F = 0,035$ було порівняно з табличним значенням розподілу Фішера $F_{\text{кр}} = F(\alpha, n_1, n_2)$, де $n_1 = N - L$ і $n_2 = N(n - 1)$ – ступені свободи і α – рівень важливості: $F_{\text{кр}} = F(0,05; 8, 16) = 4,49$. Оскільки $F < F_{\text{кр}}$, гіпотеза про адекватність одержаної моделі (11.35) залежності відносної паропроодуктивності парогенератора від температури живильної води, температури і тиску теплоносія на вході до парогенератора і тиску робочої речовини не суперечить дослідним даним.

Повертаючись до натуральних значень факторів згідно (11.22) отримуємо:

$$\begin{aligned} \bar{D}(t'_1, t_{\text{ж.в}}, p_2, p_1) = & 0,902924 + 0,0505074 t'_1 + 0,01110797 t_{\text{ж.в}} - \\ & - 0,028718 p_2 - 0,00139962 p_1 + 0,00062025 \cdot t'_1 t_{\text{ж.в}} - \\ & - 0,0003435 \cdot t_{\text{ж.в}} p_2 + 0,000212437 \cdot t'_1 p_2. \end{aligned} \quad (11.38)$$

Отримана залежність (11.35) дає змогу провести аналіз впливу теплових і гідравлічних параметрів теплоносія і робочої речовини на зміну відносної паропроодуктивності парогенератора \bar{D} . З аналізу видно, що найбільший внесок у цю зміну (відгук) вносить фактор x_1 , тобто температура теплоносія на вході до парогенератора має найбільшу силу впливу на величину відносної паропроодуктивності: зі збільшенням цієї температури відносна паропроодуктивність \bar{D} підвищується. Фактор x_3 за силою

впливу на значення відгуку слідує за $x_1 : |\hat{b}_3| < |\hat{b}_1|$: зі збільшенням тиску робочої речовини відносна паропроодуктивність \bar{D} зменшується. Менш значні вклади x_2 – температури живильної води і x_4 – тиску теплоносія, причому зі збільшенням температури живильної води відгук (значення відносної паропроодуктивності) підвищується, а зі збільшенням тиску теплоносія – зменшується.

11.2. Інтегральні експлуатаційні характеристики енергоблоків АЕС з ВВЕР-1000

Рівняння (11.38) описує залежність відносної паропроодуктивності одного парогенератора (відносної витрати пари на турбоустановку) від теплогідравлічних параметрів теплоносія і робочої речовини. Технологічна схема енергоблоку АЕС з реактором ВВЕР-1000 включає до себе чотири парогенератори типу ПГВ-1000 (рис. 10.1), причому для опису названої залежності в кожному агрегаті може використовуватися саме це регресійне рівняння.

Перетворимо рівняння (11.38) таким чином, щоб функція відгуку \bar{D} залежала не від фактичних значень параметрів, що входять в рівняння, а від їх змін. Значення параметра на досліджуваному режимі визначається його відхиленням Δ від номінального значення, тобто

$$\begin{aligned} t'_1 &= 321 + \Delta t'_1, \text{ } ^\circ\text{C}; \quad t_{\text{ж.в}} = 220 + \Delta t_{\text{ж.в}}, \text{ } ^\circ\text{C}; \\ p_2 &= 6,27 + \Delta p_2, \text{ МПа}; \quad p_1 = 15,7 + \Delta p_1, \text{ МПа}. \end{aligned} \quad (11.39)$$

Тоді

$$\begin{aligned} \bar{D}(\Delta t'_1, \Delta t_{\text{ж.в}}, \Delta p_2, \Delta p_1) &= 0,902024 + 0,0505074(321 + \Delta t'_1) + \\ &+ 0,0110797(220 + \Delta t_{\text{ж.в}}) - 0,0287184(6,27 + \Delta p_2) - \\ &- 0,00139962(15,7 + \Delta p_1) + 0,000620251(321 + \Delta t'_1) \times \\ &\times (220 + \Delta t_{\text{ж.в}}) - 0,0003435(220 + \Delta t_{\text{ж.в}}) \times (6,27 + \Delta p_2) + \\ &+ 0,000212437(321 + \Delta t'_1) \times (6,27 + \Delta p_2). \end{aligned} \quad (11.40)$$

Після перетворення маємо:

$$\begin{aligned} \overline{D}(\Delta t'_1, \Delta t_{\text{ж.в}}, \Delta p_2, \Delta p_1) = & 44,8615 + 0,137787 \Delta t'_1 + \\ & + 0,201254 \Delta t_{\text{ж.в}} + 0,172481 \Delta p_2 - \\ & - 0,00139962 \Delta p_1 + 0,000620251 \Delta t'_1 \cdot \Delta t_{\text{ж.в}} - \\ & - 0,0003435 \Delta t_{\text{ж.в}} \Delta p_2 + 0,000212437 \Delta t'_1 \Delta p_2. \end{aligned} \quad (11.41)$$

Абсолютні значення потужності N і теплової економічності (питомої витрати теплоти) q енергоблоку при зміні параметрів основного і допоміжного устаткування турбоустановки типу К-1000-60/1500-2, що входить до складу енергоблоку АЕС з ВВЕР-1000, визначаються такими виразами [1]:

$$N = N_0 - \sum_{k=1}^3 \Delta N_k, \quad q = q_0 - \sum_{k=1}^3 \Delta q_k. \quad (11.42)$$

Докладний аналіз рівнянь (11.42) показав, що вони враховують:

- відхилення електричної потужності і питомої витрати теплоти залежно від відхилень теплових і гідравлічних параметрів підігрівників високого і низького тисків системи регенерації і ліній відборів пари до них і дренажів від них, сепаратора-пароперегрівника (СПП) та ККД відсіків проточної частини турбіни у вигляді:

$$\begin{aligned} \Delta N_1 = N_0 \Big[& 1 - f_1(\Delta \overline{X}, \overline{D}) \times \\ & \times (0,01292 + 0,98499 \overline{D} + 0,02942 \overline{D}^2 - 0,00833 \overline{D}^3) \Big], \end{aligned} \quad (11.43)$$

де N_0 – електрична потужність, що виробляється енергоблоком при $1,0 \overline{D}$; $N_0(0,01292 + 0,98499 \overline{D} + 0,02942 \overline{D}^2 - 0,00833 \overline{D}^3) = \psi(\overline{D})$ – поліном, що визначає відхилення електричної потужності від номінального значення N_0 тільки при зміні \overline{D} і нульовому відхиленні незалежних теплових і гідравлічних параметрів турбоустановки $\Delta \overline{X}$; $f_1(\Delta \overline{X}, \overline{D})$ – залежність впливу на електричну потужність відхилень теплових і гідравлічних параметрів турбоустановки $\Delta \overline{X}$ від номінальних значень (функція має вигляд (11.3), коефіцієнти наведені в табл. 11.8);

$$\Delta q_1 = q_0 \left[1 - \varphi_1(\Delta \bar{X}, \bar{D}) \times \right. \\ \left. \times (2,0399 - 3,72167 \bar{D} + 4,6464 \bar{D}^2 - 1,98333 \bar{D}^3) \right], \quad (1.44)$$

де q_0 – питома витрата теплоти при $1,0 \bar{D}$; $q_0(2,0399 - 3,72167 \bar{D} + 4,6464 \bar{D}^2 - 1,98333 \bar{D}^3) = v(\bar{D})$ – поліном, що визначає відхилення питомої витрати теплоти тільки при зміні \bar{D} і нульовому відхиленні незалежних теплових і гідравлічних параметрів турбоустановки $\Delta \bar{X}$; $\varphi_1(\Delta \bar{X}, \bar{D})$ – залежність впливу на питому витрату теплоти відхилень теплових і гідравлічних параметрів турбоустановки $\Delta \bar{X}$ (функція має вигляд (11.3), коефіцієнти наведені в табл. 11.8);

• відхилення потужності і питомої витрати теплоти енергоблоку залежно від умов роботи конденсаційної установки (відхилень від номінальних значень параметрів конденсатора $\Delta \bar{X}_k = (\Delta \bar{W}_k, \Delta t_{o,b}, \Delta \delta p_k, \Delta \bar{D}_k)$, де $\Delta \bar{W}_k$ – відхилення витрати охолоджуючої води; $\Delta t_{o,b}$ – відхилення температури охолоджуючої води; $\Delta \delta p_k$ – відхилення гідравлічних втрат в трубному пучку теплообмінної поверхні; $\Delta \bar{D}_k$ – відхилення витрати пари, що конденсується):

$$\Delta N_2 = f_2(\Delta \bar{X}_k, \bar{D}_k) \cdot \Psi(\bar{D}), \quad (11.45)$$

де

$$f_2(\Delta \bar{X}_k, \bar{D}_k) = (-0,05036 + 0,09878 \bar{D} - 0,0796 \bar{D}^2 + 0,02417 \bar{D}^3) \times \\ \times (0,1803 \Delta t_{o,b} + 2,802 \Delta \bar{D}_k - 1,25 \Delta \bar{W}_k - 0,27631 \Delta \delta p_k + 0,188); \quad (11.46)$$

$$\Delta q_2 = \varphi_2(\Delta \bar{X}_k, \bar{D}_k) \cdot v(\bar{D}),$$

де

$$\varphi_2(\Delta \bar{X}_k, \bar{D}_k) = (0,08448 - 0,2438 \bar{D}_k + 0,27178 \bar{D}_k^2 - 0,10329 \bar{D}_k^3) \times \\ \times (0,1803 \Delta t_{o,b} + 2,802 \Delta \bar{D}_k - 1,25 \Delta \bar{W}_k - 0,27631 \Delta \delta p_k + 0,188);$$

$\Psi(\bar{D})$ і $v(\bar{D})$ – поліноми, що описують залежності електричної потужності і питомої витрати теплоти тільки від зміни витрати пари \bar{D} .

• відхилення потужності і питомої витрати теплоти енергоблоку залежно від умов роботи теплофікаційної установки (змін параметрів $\Delta\bar{X}_T = (\Delta\bar{W}_T, \Delta t'_\Pi, \Delta t_{B1}, \Delta p_{B1}, \Delta t_{B2}, \Delta p_{B2}, \Delta t_{B3}, \Delta p_{B3})$), де $\Delta\bar{W}_T$ – зміна витрати мережевої води; $\Delta t'_\Pi$ – зміна температури навколишнього повітря; Δt_{B1} і Δp_{B1} – недогрів і втрата гідравлічного опору лінії відбору пари, що гріє перший мережевий підігрівник; Δt_{B2} , Δp_{B2} – теж для другого мережевого підігрівника, Δt_{B3} , Δp_{B3} – для пікового мережевого підігрівника):

$$\Delta N_3 = N_0 - \Psi^T(\bar{D}) \cdot f_3(\Delta\bar{X}_T, \bar{D}), \quad (11.47)$$

де $\Psi^T(\bar{D}) = N_0^T \left(-1,22581 + 5,5913\bar{D} - 5,64127\bar{D}^2 + 2,27576\bar{D}^3 \right)$ – поліном, що описує залежність електричної потужності тільки від зміни витрати пари \bar{D} і при нульових відхиленнях параметрів теплофікаційної установки $\Delta\bar{X}_T$; N_0^T – електрична потужність, що виробляється енергоблоком при 1,0 \bar{D} і номінальними відборами пари на теплофікацію; $f_3(\Delta\bar{X}_T, \bar{D})$ – залежність впливу на електричну потужність відхилень параметрів теплофікаційної установки (функція має вигляд (11.3), коефіцієнти наведені в табл. 11.8);

$$\Delta q_3 = q_0 - \upsilon^T(\bar{D}) \cdot \varphi_3(\Delta\bar{X}_T, \bar{D}), \quad (11.48)$$

де $\upsilon^T(\bar{D}) = q_0^T \cdot \left(2,498 - 4,9369\bar{D} + 5,488\bar{D}^2 - 2,0502\bar{D}^3 \right)$ – поліном, що описує залежність питомої витрати теплоти тільки від зміни \bar{D} і при нульових відхиленнях параметрів теплофікаційної установки $\Delta\bar{X}_T$; q_0^T – питома витрата теплоти при 1,0 \bar{D} і номінальними відборами пари на теплофікацію; $\varphi_3(\Delta\bar{X}_T, \bar{D})$ – залежність впливу на питому витрату теплоти відхилень параметрів теплофікаційної установки (функція має вигляд (11.3), коефіцієнти наведені в табл. 11.8).

На основі виразів (11.40)–(11.48) отримані функціональні залежності абсолютного значення електричної потужності енергоблоку АЕС з ВВЕР-1000 при зміні параметрів його основного і допоміжного устаткування:

$$\begin{aligned}
N &= N_0 - \left[N_0 - f_1(\Delta\bar{X}, \bar{D}) \cdot \psi(\bar{D}) \right] - f_2(\Delta\bar{X}_\kappa, \bar{D}) \cdot \psi(\bar{D}) - \\
&\quad - \left[N_0 - \psi^T(\bar{D}) \cdot f_3(\Delta\bar{X}_T, \bar{D}) \right] = \\
&= N_0 - \left[N_0 - \tilde{f}_1(\Delta\bar{X}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}}) \times \right. \\
&\quad \times \tilde{\psi}(\Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}}) \left. \right] - \\
&\quad - \tilde{f}_2(\Delta\bar{X}_\kappa, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}}) \times \\
&\quad \times \tilde{\psi}(\Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}}) - \\
&\quad - \left[N_0 - \tilde{\psi}^T(\Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}}) \times \right. \\
&\quad \times \tilde{f}_3(\Delta\bar{X}_T, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}}) \left. \right], \tag{11.49}
\end{aligned}$$

де $\Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}} = (\Delta t'_1, \Delta t_{\text{ж.в.}}, \Delta p_2, \Delta p_1)$ – вектор відхилень параметрів i -го парогенератора ($i = 1, \dots, 4$); функція $\tilde{f}_1(\Delta\bar{X}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$ визначає залежність впливу на потужність відхилень теплових і гідрравлічних параметрів підігрівників високого і низького тисків системи регенерації і ліній відборів пари до них і дренажів від них, СПП, ККД відсіків проточної частини турбіни, параметрів теплоносія і робочого речовини кожного парогенератора; функція $\tilde{f}_2(\Delta\bar{X}_\kappa, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$ визначає залежність впливу на потужність відхилення параметрів конденсаційної установки з урахуванням параметрів парогенераторів, що змінюються; функція $\tilde{f}_3(\Delta\bar{X}_T, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$ визначає залежність впливу на потужність відхилень параметрів теплофікаційної установки на різних режимах експлуатації за умови, що останні визначаються відхиленням тільки параметрів парогенераторів; $\tilde{\psi}(\Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$ – потужність на номінальному або частковому режимі, що визначається тільки відхиленням параметрів парогенераторів; $\tilde{\psi}^T(\Delta\bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta\bar{X}_{\text{ПГ4}})$ – теж за умови

працюючої теплофікації. В узагальненій формі (11.49) можна навести у вигляді функціональної залежності такого виду:

$$N = N_0 - \Delta N \left(\Delta \bar{X}, \Delta \bar{X}_k, \Delta \bar{X}_T, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ4}} \right). \quad (11.50)$$

Теплова економічність (питома витрата теплоти на виробництво електричної і теплової енергії) при зміні параметрів основного і допоміжного устаткування енергоблоку АЕС може бути подана таким функціональним співвідношенням:

$$\begin{aligned} q &= q_0 - \left[q_0 - \varphi_1 \left(\Delta \bar{X}, \bar{D} \right) \cdot v \left(\bar{D} \right) \right] - \varphi_2 \left(\Delta \bar{X}_k, \bar{D} \right) \cdot v \left(\bar{D} \right) - \\ &\quad - \left[q_0 - v^T \left(\bar{D} \right) \cdot \varphi_3 \left(\Delta \bar{X}_T, \bar{D} \right) \right] = \\ &= q_0 - \left[q_0 - \tilde{\varphi}_1 \left(\Delta \bar{X}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ4}} \right) \times \right. \\ &\quad \times \tilde{v} \left(\Delta \bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ4}} \right) \left. \right] - \\ &\quad - \tilde{\varphi}_2 \left(\Delta \bar{X}_k, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ4}} \right) \times \\ &\quad \times \tilde{v} \left(\Delta \bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ4}} \right) - \\ &\quad - \left[q_0 - \tilde{v}^T \left(\Delta \bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ4}} \right) \times \right. \\ &\quad \times \tilde{\varphi}_3 \left(\Delta \bar{X}_T, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ4}} \right) \left. \right], \end{aligned} \quad (11.51)$$

де функція $\tilde{\varphi}_1 \left(\Delta \bar{X}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ4}} \right)$ визначає залежність впливу на питому витрату теплоти відхилень теплових і гідравлічних параметрів підігрівників високого і низького тисків системи регенерації і ліній відборів пари до них і дренажів і від них, СПП, ККД відсіків проточної частини турбіни, параметрів теплоносія і робочого речовини кожного парогенератора; функція $\tilde{\varphi}_2 \left(\Delta \bar{X}_k, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ1}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ2}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ3}}, \Delta \bar{X}_{\text{ПГ4}} \right)$ визначає залежність впливу на питому витрату теплоти відхилень параметрів конденсаційної установки з урахуванням параметрів парогенераторів, що змінюють-

ся; функція $\tilde{\varphi}_3(\Delta\bar{X}_T, \Delta\bar{X}_{ПГ1}, \Delta\bar{X}_{ПГ2}, \Delta\bar{X}_{ПГ3}, \Delta\bar{X}_{ПГ4})$ враховує вплив на питому витрату теплоти відхилень параметрів теплофікаційної установки на різних режимах експлуатації за умови, що останні визначаються тільки відхиленням параметрів парогенераторів; $\tilde{\upsilon}(\Delta\bar{X}_{ПГ1}, \Delta\bar{X}_{ПГ2}, \Delta\bar{X}_{ПГ3}, \Delta\bar{X}_{ПГ4})$ – питома витрата теплоти на номінальному або частковому режимі, який визначається тільки відхиленням параметрів парогенераторів; $\tilde{\Psi}^T(\Delta\bar{X}_{ПГ1}, \Delta\bar{X}_{ПГ2}, \Delta\bar{X}_{ПГ3}, \Delta\bar{X}_{ПГ4})$ – теж за умови працюючої теплофікації. В узагальненій формі (11.51) можна навести у вигляді функціональної залежності такого виду:

$$q = q_0 - \Delta q(\Delta\bar{X}, \Delta\bar{X}_к, \Delta\bar{X}_T, \Delta\bar{X}_{ПГ1}, \Delta\bar{X}_{ПГ2}, \Delta\bar{X}_{ПГ3}, \Delta\bar{X}_{ПГ4}). \quad (11.52)$$

Отримані залежності (11.50) і (11.52) дозволяють оцінювати вплив на показники роботи енергоблоку АЕС з ВВЕР-1000 різних чинників: змін теплових і гідравлічних параметрів теплоносіїв і робочих речовин основного і допоміжного устаткування, енергосистемних і кліматичних умов експлуатації (температур охолоджуючої води і навколишнього повітря); дозволяють оптимізувати режими роботи енергоблоку, використовувати отримані функціональні співвідношення для вирішення задач оптимального розподілу навантажень між енергоблоками електростанцій.

Глава 12

ГРАДІЄНТНІ МЕТОДИ ОПТИМІЗАЦІЇ ДЛЯ РОЗВ'ЯЗАННЯ ЗАДАЧІ РОЗПОДІЛУ НАВАНТАЖЕНЬ МІЖ ЕНЕРГОБЛОКАМИ АЕС

Дана глава присвячена вибору оптимізаційного методу для розв'язання задачі розподілу навантажень між енергоблоками АЕС на підставі експлуатаційних характеристик енергоблоків, отриманих за допомогою автоматизованого комплексу програм [1–3].

Задача оптимального розподілу електричних навантажень між паралельно працюючими енергоблоками АЕС – достатньо складна задача керування, яка обумовлена невизначеністю початкової інформації, багатоваріантністю, складністю визначення фактичного стану устаткування енергоблоків та іншими чинниками. Як вже було зазначено в розділі 9.5, цілий ряд робіт [4, 5] та багато інших містять моделі і розроблені на їх основі програмні комплекси, що дозволяють оптимізувати розподіл навантажень між енергоблоками електростанцій з врахуванням режимних чинників і технічного стану устаткування станцій, а також чинників надійності, екологічних обмежень та інших. Тобто, дана задача формулюється як багатокритеріальна. Часто, в математичних моделях, побудованих для розв'язання задачі розподілу навантажень, критеріями є енергетичні характеристики енергоблоків у вигляді функціональних залежностей витрати теплоти від електричної потужності в режимах експлуатації, які близькі до номінальної потужності. Проте, очевидно, що невраховані часткові режими експлуатації, структурні зміни в системах устаткування енергоблоків і відхилення параметрів теплоносіїв і робочих речовин від нормативних значень можуть анулювати ефект оптимізації.

12.1. Застосування оптимізаційного методу проекції градієнта для розв'язання задачі розподілу навантажень між енергоблоками АЕС

Задача оптимального розподілу навантажень між енергоблоками АЕС формулюється так: знайти такий розподіл навантажень (тобто набір N_1^*, \dots, N_n^*), який забезпечує задану величину сумарного навантаження N_Σ

і мінімальну загальну витрату теплоти $Q_{\Sigma}(N_{\Sigma})$ на усіх енергоблоках АЕС, що залежить від сумарного навантаження N_{Σ}

$$Q_{\Sigma}(N_{\Sigma}) = \sum_{i=1}^n Q_i(N_i) \rightarrow \min, \quad (12.1)$$

$$\left. \begin{aligned} N_i^{\min} &\leq N_i \leq N_i^{\max}, i = \overline{1, n} \\ N_{\Sigma} &= \sum_{i=1}^n N_i \end{aligned} \right\}, \quad (12.2)$$

$$Q_i(N_i) = \sum_j \gamma_{ji} N_i^j, \quad (12.3)$$

де $Q_i(N_i)$ – витрата теплоти i -го енергоблоку, яка є функцією навантаження N_i даного енергоблоку; система (12.2) – обмеження на допустимі електричні навантаження енергоблоків і сумарне навантаження станції; γ_{ji} – сталі коефіцієнти в математичній моделі витрати теплоти i -го енергоблоку $Q_i(N_i)$, що визначаються для кожного режиму роботи i -го енергоблоку методом найменших квадратів.

Слід зазначити, що жоден метод або клас методів розв’язання оптимізаційних задач не є універсальним, тобто не характеризується високою ефективністю застосування для різних типів задач. Метод має бути пристосований до конкретно поставленої задачі. Досить ефективним алгоритмом розв’язання задачі (12.1)–(12.3) є метод проекції градієнта Розена [6, 7]. Даний метод дозволяє розв’язати задачу у тому випадку, коли множина допустимих розв’язків E не співпадає з усім можливим простором R^n , але знаходиться у ньому (у випадку, наприклад, одночасної роботи шести енергоблоків АЕС множина E – переріз паралелепіпеда в R^6).

Якщо цільова функція є увігнутою функцією (у разі увігнутості функції $Q_i(N_i)$), то теорема Куна-Таккера [8] забезпечує в точці оптимального розв’язку, знайденого за допомогою метода проекції градієнта, глобальний мінімум. У випадку, коли цільова функція не є увігнутою, отриманий розв’язок – лише локальний мінімум, але значення цільової функції в цій точці є значно меншим від того, що може бути одержано при використанні евристичних методів розподілу навантажень.

Перепишемо задачу (12.1), (12.2) таким чином:

$$\begin{cases} Q(N) = \sum_{i=1}^n Q_i(N_i) \rightarrow \min, \\ \mathbf{A} \cdot N \leq \mathbf{b}, \mathbf{H} \cdot N = h \end{cases}, \quad (12.4)$$

де \mathbf{A} – матриця розміру $2n \times n$: $\mathbf{A} = \begin{pmatrix} -1 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ 1 & 0 & \dots & 0 & 0 \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ 0 & 0 & \dots & 0 & -1 \\ 0 & 0 & \dots & 0 & 1 \end{pmatrix}$;

N – точка: $N = \begin{pmatrix} N_1 \\ \dots \\ N_n \end{pmatrix}$; \mathbf{b} – $2n$ -вимірний вектор: $\mathbf{b} = \begin{pmatrix} -N_1^{\min} \\ N_1^{\max} \\ \dots \\ -N_n^{\min} \\ N_n^{\max} \end{pmatrix}$;

\mathbf{H} – n -вимірний вектор: $\mathbf{H} = (1 \quad \dots \quad 1)$; $h = N_{\Sigma}$.

Відомо, що напрямком найшвидшого спуску є антиградієнт критерію оптимальності. Проте за наявності обмежень рух вздовж такого напрямку може привести в точки, що не належать множині можливих розв'язків. У методі проекції градієнта, запропонованого Розеном, антиградієнт проектується на множину можливих розв'язків таким чином, що значення цільової функції зменшується, але одночасно зберігається приналежність точок траєкторії руху множині E .

Припустимо, що точка $N^{*T} = (N_1^*, \dots, N_n^*)$ є допустимим розв'язком. Нехай в цій точці виконується:

$$\begin{aligned} \mathbf{A}_1 \cdot N^* &= \mathbf{b}_1, \\ \mathbf{A}_2 \cdot N^* &< \mathbf{b}_2, \end{aligned} \quad (12.5)$$

де \mathbf{A}_1 – матриця розміру $q \times n$, що відповідає обмеженням, насиченим в точці N^* ; \mathbf{A}_2 – матриця розміру $(n - q) \times n$;

$$\mathbf{A}^T = (\mathbf{A}_1^T; \mathbf{A}_2^T), \quad \mathbf{b}^T = (\mathbf{b}_1^T; \mathbf{b}_2^T). \quad (12.6)$$

Метод проекції градієнта базується на двох твердженнях:

- якщо $\mathbf{P} = \mathbf{I} - \mathbf{M}^T \cdot (\mathbf{M} \cdot \mathbf{M}^T)^{-1} \cdot \mathbf{M}$ – матриця проектування – матриця $n \times n$ така, що $\mathbf{P} = \mathbf{P}^T$ і $\mathbf{P} \cdot \mathbf{P} = \mathbf{P}$, \mathbf{I} – одинична матриця, $\mathbf{M}^T = (\mathbf{A}_1^T; \mathbf{H}^T)$ – матриця, ранг якої дорівнює q , і $\mathbf{P} \cdot \nabla Q(N^*) \neq 0$, де $\nabla Q(N^*) = \left(\frac{\partial Q}{\partial N_1}, \dots, \frac{\partial Q}{\partial N_n} \right) \Big|_{N=N^*}$ – градієнт функції $Q(N)$ в точці N^* , то вектор $\mathbf{s} = -\mathbf{P} \cdot \nabla Q(N^*)$ – допустимий напрямок, вздовж якого значення функції $Q(N)$ зменшуються.

- якщо $\mathbf{P} = \mathbf{I} - \mathbf{M}^T \cdot (\mathbf{M} \cdot \mathbf{M}^T)^{-1} \cdot \mathbf{M}$ – матриця проектування і $\mathbf{P} \cdot \nabla Q(N^*) = 0$, тоді в випадку, коли усі елементи стовпця \mathbf{u} в матриці $\mathbf{W}^T = (\mathbf{u}^T, \mathbf{v}^T) = -(\mathbf{M} \cdot \mathbf{M}^T)^{-1} \cdot \mathbf{M} \cdot \nabla Q(N^*)$ додатні, і цільова функція увігнута, точка N^* є точкою глобального мінімуму. Якщо ж в \mathbf{u} буде існувати елемент $\exists j: u_j < 0$, то вектором шуканого допустимого напрямку слід прийняти вектор $\tilde{\mathbf{s}} = -\tilde{\mathbf{P}} \cdot \nabla Q(N^*)$, де $\tilde{\mathbf{P}} = \mathbf{I} - \tilde{\mathbf{M}}^T \cdot (\tilde{\mathbf{M}} \cdot \tilde{\mathbf{M}}^T)^{-1} \cdot \tilde{\mathbf{M}}$; $\tilde{\mathbf{M}}^T = (\mathbf{A}_1^T; \mathbf{H}^T)$, а матрицю $\tilde{\mathbf{A}}_1$ отримано з матриці \mathbf{A}_1 викреслюванням рядка, що відповідає $u_j < 0$.

Метод проекції градієнта є ітераційним методом оптимізації. На кожному кроці ітераційного процесу нова допустима точка N^{k+1} з послідовності $\{N^k\}$ визначається за правилом $N^{k+1} = N^k + \lambda_k \cdot \mathbf{s}_k$.

Важливу роль при знаходженні значення параметра λ має величина δ , яка визначається таким чином:

$$\delta = \begin{cases} \min_{(\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{s}_k)_i > 0} \left\{ \frac{(\mathbf{b}_2 - \mathbf{A}_2 \cdot N^k)_i}{(\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{s}_k)_i} \right\}, \text{ де } \mathbf{A}_2 \cdot N^k < \mathbf{b}_2 \\ \infty, \text{ якщо } (\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{s}_k)_i \leq 0 (\forall i) \end{cases} \quad (12.7)$$

На k -му кроці ітерації значення λ_k – розв’язок задачі

$$Q(N^k + \lambda \cdot \mathbf{s}_k) \rightarrow \min, \quad (12.8)$$

за умови $\lambda \in (0; \delta]$.

Якщо $\mathbf{s}_k \neq 0$, то усі обмеження, насичені в точці N^k , залишаться насиченими і в точці N^{k+1} . Якщо $\lambda = \delta$, то принаймні одне обмеження, яке було ненасиченим в точці N^k , стає насиченим в точці N^{k+1} . Отже, зміняться розміри матриць \mathbf{A}_1 й \mathbf{M} і додасться рядок, що відповідає обмеженню, яке перейшло з розряду ненасичених до насичених. У випадку $\mathbf{s}_k = 0$, слід прийняти, що шуканий напрямок – $\tilde{\mathbf{s}} = -\tilde{\mathbf{P}} \cdot \nabla Q(N^*)$, і тоді одне з насичених в точці N^k обмежень, стає ненасиченим для $N^{k+1} = N^k + \lambda_k \cdot \mathbf{s}_k$.

При програмній реалізації методу проекції градієнта слід враховувати той факт, що через похибки округлення при обчисленні вектор \mathbf{s}_k може відрізнитися від нульового навіть у тому випадку, якщо насправді $\mathbf{s}_k = 0$. Тому варто перейти до напрямку $\tilde{\mathbf{s}}_k$, якщо

$$\nabla Q(N^k) \cdot \tilde{\mathbf{s}}_k^0 > \nabla Q(N^k) \cdot \mathbf{s}_k^0, \quad (12.9)$$

де $\tilde{\mathbf{s}}_k = -\tilde{\mathbf{P}} \cdot \nabla Q(N^k)$; $\tilde{\mathbf{P}} = \mathbf{I} - \tilde{\mathbf{M}}^T \cdot (\tilde{\mathbf{M}} \cdot \tilde{\mathbf{M}}^T)^{-1} \cdot \tilde{\mathbf{M}}$; $\tilde{\mathbf{s}}_k^0 = \tilde{\mathbf{s}}_k / \|\tilde{\mathbf{s}}_k\|$ – орт вектора $\tilde{\mathbf{s}}_k$; $\mathbf{s}_k^0 = \mathbf{s}_k / \|\mathbf{s}_k\|$ – орт вектора \mathbf{s}_k ; матрицю $\tilde{\mathbf{M}}$ отримано з матриці \mathbf{M} , в якій викреслено рядок, що відповідає максимальному за модулем від’ємному елементу вектора у матриці $\mathbf{W}^T = -(\mathbf{M}\mathbf{M}^T)^{-1} \mathbf{M} \cdot \nabla Q(N^k) = (\mathbf{u}^T, \mathbf{v}^T)$.

На початку ітераційного процесу також необхідно задати певне число $\varepsilon > 0$, і, якщо значення критерію оптимальності в сусідніх точках N^k і N^{k+1} відрізняються менше, ніж на ε , тобто

$$|Q(N^k) - Q(N^{k+1})| = |\Delta Q| < \varepsilon, \quad (12.10)$$

то ітераційний процес слід зупинити.

Гradientні методи, що належать до локальних методів оптимізації, є чутливими до вибору початкової точки ітераційного процесу: локальний пошук доводиться повторювати багато разів, починаючи його в різних початкових точках, аби не потрапити замість глобального в один з локальних екстремумів.

Очевидно, що початкові точки мають бути рівномірно розташованими у множині допустимих розв'язків E . Можливим вирішенням цієї проблеми є послідовний вибір пробних точок $N^{(0)}, N^{(1)}, \dots, N^{(i)}, \dots$ з множини допустимих розв'язків і порівняння значень критерію оптимальності в цих точках. Вибір відбувається шляхом «зондування» E рівномірно розподіленими в ньому послідовностями точок, тобто такими послідовностями точок P_1, \dots, P_i, \dots , що належать цій множині E , якщо для будь-якого паралелепіпеда Π з множини E , виконується:

$$\lim_{N \rightarrow \infty} \frac{S_N(\Pi)}{N} = V_\Pi,$$

де $S_N(\Pi)$ – кількість точок P_i з номерами $1 \leq i \leq N$, що належать Π ; V_Π – об'єм паралелепіпеда Π . Серед відомих оптимальні характеристики мають ЛП_τ-послідовності [9].

Параметричні обмеження $\mathbf{A} \cdot \mathbf{N} \leq \mathbf{b}$ з (12.4) визначають в просторі параметрів паралелепіпед Π , об'єм якого

$$V_\Pi = (N_1^{\max} - N_1^{\min}) \cdot \dots \cdot (N_n^{\max} - N_n^{\min}) > 0. \quad (12.11)$$

Але існуючі в задачі (12.1) і (12.2) функціональні обмеження у вигляді рівнянь $\mathbf{H} \cdot \mathbf{N} = h$ з (12.6) визначають в паралелепіпеді Π гіперплощину і вимога позитивності об'єму порушується. Виразимо з даного обмеження-рівності компоненту N_n :

$$N_n = N_\Sigma - N_1 - \dots - N_{n-1}. \quad (12.12)$$

Тепер задачу визначення пробних точок можна розглядати в $(n-1)$ -вимірному просторі параметрів (N_1, \dots, N_{n-1}) , а значення N_n вважати функцією (12.12) даних параметрів.

Таким чином, декартові координати пробних точок $N^{(0)}, N^{(1)}, \dots, N^{(i)}, \dots$ з множини допустимих розв'язків обчислюються таким чином:

$$N^{(i)} = (N_1^{(i)}, \dots, N_n^{(i)}), \quad i = 0, 1, 2, \dots, \quad (12.13)$$

$$N_j^{(i)} = N_j^{\min} + (N_j^{\max} - N_j^{\min}) \cdot x_{i,j}, \quad j = 1, \dots, n-1, \quad (12.14)$$

$$N_n^{(i)} = N_{\Sigma} - N_1^{(i)} - \dots - N_{n-1}^{(i)}, \quad (12.15)$$

де $x_{i,j}$ ($j = 1, \dots, n-1$) – декартові координати точки $X_i = (x_{i,1}, \dots, x_{i,n-1})$, що належить ЛП $_{\tau}$ -послідовності $X_0, X_1, \dots, X_i, \dots$.

Точки ЛП $_{\tau}$ -послідовності визначаються достатньо просто:

$$x_{i,j} = \sum_{k=1}^m 2^{1-k} \left\{ \frac{1}{2} \sum_{l=k}^m \left[2 \cdot \{i 2^{-l}\} \right] \left[2 \cdot \{r_j^l 2^{k-l-1}\} \right] \right\}, \quad (12.16)$$

де $m = 1 + \left\lceil \frac{\ln i}{\ln 2} \right\rceil$, $[a]$ – ціла частина числа a , $\{a\}$ – дробова частина числа a ; r_j^l – чисельники напрямних чисел [9]: $V_j^l = r_j^l \cdot 2^{-l}$; i, l – цілі числа: $1 \leq i \leq 51, 1 \leq l \leq 20$.

Початкова точка ітераційного процесу – точка $N^{(v)}$ з послідовності пробних точок $N^{(0)}, N^{(1)}, \dots, N^{(i)}, \dots$, для якої

$$Q(N^{(v)}) = \min_i Q(N^{(i)}). \quad (12.17)$$

Існує ще одна можлива процедура для знаходження допустимого початкового розв'язку задачі умовного екстремуму – послідовна мінімізація нев'язок обмежень [10]. У даній процедурі послідовно кожне обмеження-нерівність використовується як цільова функція задачі умовної мінімізації. Цей метод є ефективним в задачах з малою областю допустимих розв'язків і в задачах великої розмірності. Наявність обмежень-рівнянь вимагає попереднього виключення цих обмежень шляхом розділення вихідних змінних на залежні (їх кількість визначається кількістю обмежень, що виключаються) і незалежні. Тобто, рівняння-обмеження вирішуються відносно залежних змінних.

Таким чином, алгоритм розв'язання задачі оптимального розподілу навантажень (12.1) і (12.2) методом проекції градієнта передбачає виконання таких етапів (рис. 12.1):

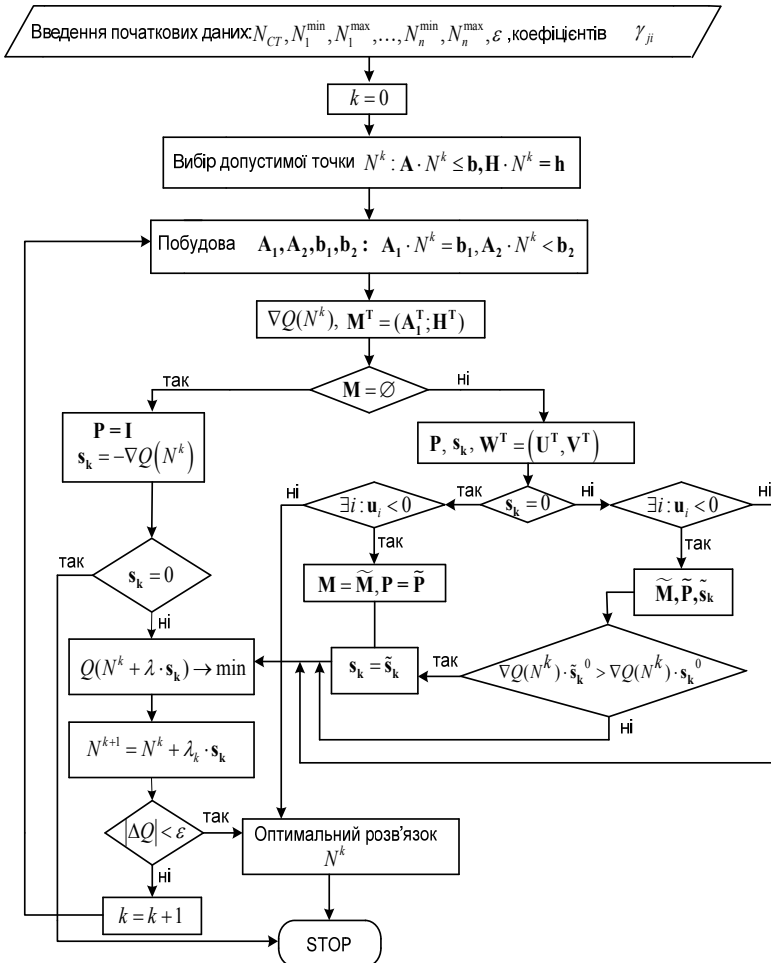


Рис. 12.1. Алгоритм розв'язання задачі оптимального розподілу навантажень між енергоблоками АЕС методом проекції градієнта

Підготовчий етап – ітерація $k = 0$ – вибір початкової точки N^1 шляхом генерації ЛП_τ-послідовності і представлення матриць A^T і b^T у вигляді (12.6).

Основний етап – ітерація в точці N^k .

Перший крок. Нехай $M^T = (A_1^T; H^T)$.

Якщо $M = \emptyset$, то слід припустити $P = I$. В іншому випадку – $P = I - M^T \cdot (M \cdot M^T)^{-1} \cdot M$. Задати $s_k = -P \cdot \nabla Q(N^k)$.

Якщо одночасно і $s_k = 0$, і $M = \emptyset$, то зупинитися.

Якщо $s_k \neq 0$, то перейти до другого кроку.

Якщо $s_k = 0$ і $M \neq \emptyset$,

то покласти $W^T = -(MM^T)^{-1} M \cdot \nabla Q(N^k) = (u^T, v^T)$.

Якщо $s_k \neq 0$, $M \neq \emptyset$, і $\exists j: u_j < 0$, то побудувати матриці \tilde{M}, \tilde{P} , перевизначивши попередньо A_1 , і вектор $\tilde{s}_k = -\tilde{P} \cdot \nabla Q(N^k)$.

Далі, при виконанні умови $\nabla Q(N^k) \cdot \tilde{s}_k^0 > \nabla Q(N^k) \cdot s_k^0$, перейти до другого кроку, прийнявши \tilde{s}_k допустимим напрямком.

Другий крок. Визначити крок λ_k , як розв'язок екстремальної задачі лінійного пошуку:

$$Q(N^k + \lambda \cdot s_k) \rightarrow \min, \quad (12.18)$$

за умови $\lambda \in (0; \delta]$, де точка N^{k+1} визначається

$$N^{k+1} = N^k + \lambda_k \cdot s_k. \quad (12.19)$$

Далі слід покласти $k = k + 1$ і повернутися до першого кроку.

12.2. Використання математичних моделей і оптимізаційних процедур з метою підвищення середньої експлуатаційної теплової економічності енергоблоків АЕС

Розглянемо застосування описаного в розділі 12.1 алгоритму і інтегральних експлуатаційних характеристик енергоблоків АЕС для оптимального розподілу електричних навантажень на прикладі АЕС з шістьма паралельно працюючими енергоблоками з ВВЕР-1000, аналогічній Запорізькій АЕС [11, 12].

Хоча кожен енергоблок станції оснащений, як правило, однотипним основним і допоміжним устаткуванням, експлуатаційні характеристики енергоблоків можуть відрізнятися через різний функціональний (технічний) стан устаткування і різні експлуатаційні умови в даний проміжок часу.

Отже, припустимо, що є задана сумарна електрична потужність $N_{\Sigma} = 5270$ МВт, яку в даний момент часу $t = T$ слід розподілити між шістьма енергоблоками. Причому, обмеження на інтервали обсягів змін навантажень енергоблоків і необхідне сумарне навантаження визначаються системою (12.2). У разі експлуатації усіх енергоблоків в одному режимі обмеження на навантаження енергоблоків співпадають.

Відхилення параметрів від номінальних значень, що сталися в процесі експлуатації кожного енергоблоку, визначаються за усередненими даними штатних вимірювальних приладів АСК ТП.

На підставі експлуатаційних характеристик, отриманих за допомогою моделі (10.6), перевіряється, яку максимальну електричну потужність при фіксованих відхиленнях параметрів $\Delta \bar{X}$, може генерувати кожен енергоблок: $N_1 = 850$ МВт, $N_2 = 1000$ МВт, $N_3 = 1000$ МВт, $N_4 = 1000$ МВт, $N_5 = 1000$ МВт, $N_6 = 1000$ МВт. У відповідності з цим коригуються інтервали зміни навантажень:

$$\begin{aligned} N_1^{\min}(T) &\leq N_1 \leq N_1^{\max}(T) \\ &\vdots \\ N_6^{\min}(T) &\leq N_6 \leq N_6^{\max}(T), \end{aligned} \tag{12.20}$$

межі інтервалів вказані як функції часу T , тобто, вони залежать від відхилення $\Delta \bar{X}$ у даний момент часу.

Задача оптимального керування формулюється таким чином:

$$\left. \begin{aligned} Q_{\Sigma}(N_{\Sigma}) &= \sum_{i=1}^6 Q_i(N_i) \rightarrow \min \\ 5270 &= \sum_{i=1}^6 N_i, 700 \leq N_1 \leq 850, 700 \leq N_2 \leq 1000, 700 \leq N_3 \leq 1000, \\ 700 &\leq N_4 \leq 1000, 750 \leq N_5 \leq 1000, 700 \leq N_6 \leq 1000 \end{aligned} \right\} \quad (12.21)$$

На основі описаного алгоритму і рівнянь (12.5)–(12.11), задача (12.21) може бути розв’язана методом проекції градієнта Розена.

Математичні моделі $Q_i(N_i)$, $i = \overline{1,6}$ при заданих відхиленнях параметрів $\Delta \bar{X}$ для кожного з шести енергоблоків методом найменших квадратів описуються наступними квадратичними поліномами:

$$\begin{aligned} Q_1(N_1) &= \alpha_1 + \beta_1 N_1 + \gamma_1 N_1^2 = 4723280 - 9853,2 N_1 + 5,1419 N_1^2; \\ Q_2(N_2) &= \alpha_2 + \beta_2 N_2 + \gamma_2 N_2^2 = -206417 + 452,996 N_2 - 0,245153 N_2^2; \\ Q_3(N_3) &= \alpha_3 + \beta_3 N_3 + \gamma_3 N_3^2 = 155640 - 325,539 N_3 + 0,173565 N_3^2; \\ Q_4(N_4) &= \alpha_4 + \beta_4 N_4 + \gamma_4 N_4^2 = 40562,8 - 102,663 N_4 + 0,0692952 N_4^2; \\ Q_5(N_5) &= \alpha_5 + \beta_5 N_5 + \gamma_5 N_5^2 = -299772 + 698,052 N_5 - 0,402721 N_5^2; \\ Q_6(N_6) &= \alpha_6 + \beta_6 N_6 + \gamma_6 N_6^2 = 48087,3 - 110,594 N_6 + 0,0672048 N_6^2. \end{aligned} \quad (12.22)$$

Тоді цільова функція $Q(\mathbf{N})$ (вектор $\mathbf{N}^T = (N_1 \ N_2 \ N_3 \ N_4 \ N_5 \ N_6)$) приймає вигляд:

$$\begin{aligned} Q(\mathbf{N}) &= 4461380 - 9853,2 N_1 + 5,1419 N_1^2 + 452,996 N_2 - 0,245153 N_2^2 \\ &\quad - 325,539 N_3 + 0,173565 N_3^2 - 102,663 N_4 + 0,0692952 N_4^2 \\ &\quad + 698,052 N_5 - 0,402721 N_5^2 - 110,594 N_6 + 0,0672048 N_6^2. \end{aligned} \quad (12.23)$$

Обмеження на навантаження кожного енергоблоку і сумарне навантаження електростанції записуються так:

$$\begin{aligned} -N_1 &\leq -700, -N_2 \leq -700, -N_3 \leq -700, \\ -N_4 &\leq -700, -N_5 \leq -750, -N_6 \leq -700, \\ N_1 &\leq 850, N_i \leq 1000, \quad i = 2, \dots, 6 \\ N_1 + \dots + N_6 &= 5270, \end{aligned} \quad (12.24)$$

або в матричній формі

$$\mathbf{A} \cdot \mathbf{N} \leq \mathbf{b}, \quad \mathbf{H} \cdot \mathbf{N} = h, \quad (12.25)$$

$$\text{де } \mathbf{A}^T = \begin{pmatrix} -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \end{pmatrix};$$

$$\mathbf{b}^T = (-700 \quad 850 \quad -700 \quad 10^3 \quad -700 \quad 10^3 \quad -700 \quad 10^3 \quad -750 \quad 10^3 \quad -700 \quad 10^3);$$

$$\mathbf{H} = (1 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 1 \quad 1); \quad \mathbf{N}^T = (N_1 \quad N_2 \quad N_3 \quad N_4 \quad N_5 \quad N_6); \quad h = 5270.$$

Виберемо початкову точку ітераційного процесу. Побудуємо точки ЛП_τ-послідовності $X_0, X_1, \dots, X_l, \dots$ (12.16), прийнявши $l = 10$ (табл. 12.1). При такому значенні l генерація міститиме до 1020 точок.

Далі за формулами (12.13)–(12.15) обчислюємо декартові координати пробних точок $\mathbf{N}^{(0)}, \mathbf{N}^{(1)}, \dots, \mathbf{N}^{(l)}, \dots$ з множини допустимих розв'язків (табл. 12.2). Після порівняння значень критерію оптимальності в отриманих точках обрано точку $\mathbf{N}^{(735)}$, в якій $Q(\mathbf{N}^{(735)}) = 19005,88$ МВт – найменше серед усіх значень в пробних точках. Декартові координати $\mathbf{N}^{(735)} = (847, 217; 716, 113; 856, 152; 929, 98; 971, 436; 949, 102)$. Дана точка приймається як початкова точка ітераційного процесу \mathbf{N}^1 .

Таблиця 12.1

Точки $ЛП_{\tau}$ -послідовності

i	$x_{i,1}$	$x_{i,2}$	$x_{i,3}$	$x_{i,4}$	$x_{i,5}$
0	0	0	0	0	0
1	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
2	0,25	0,75	0,25	0,75	0,25
3	0,75	0,25	0,75	0,25	0,75
4	0,125	0,625	0,875	0,875	0,625
5	0,625	0,125	0,375	0,375	0,125
6	0,375	0,375	0,625	0,125	0,875
7	0,875	0,875	0,125	0,625	0,375
...

Таблиця 12.2

Координати пробних точок

	Точка $N^{(i)}$
4	(718,75 887,5 962,5 962,5 906,5 832,5)
17	(779,688 709,375 971,875 915,625 992,188 901,25)
19	(817,188 934,375 896,875 840,625 929,688 851,25)
22	(760,938 971,875 934,375 728,125 898,438 976,25)
25	(789,063 990,625 803,125 971,875 945,313 770)
28	(732,813 953,125 765,625 859,375 976,563 982,5)
31	(845,313 878,125 990,625 934,375 789,063 832,5)
32	(702,344 939,063 985,938 901,563 949,219 791,875)
37	(796,094 976,563 873,438 939,063 980,469 704,375)
41	(786,719 920,313 929,688 845,313 871,094 916,875)
...	...

В N^1 виконуються обмеження у вигляді рівності і не є насиченим жодне з обмежень-нерівностей (12.21). Таким чином, маємо:

$$\mathbf{A}_2 = \mathbf{A}, \mathbf{b}_2 = \mathbf{b}, \mathbf{M} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}. \quad (12.26)$$

Матриця $\mathbf{M} \neq \emptyset$, тому матриця проектування \mathbf{P} обчислюється таким чином: $\mathbf{P} = \mathbf{I} - \mathbf{M}^T \cdot (\mathbf{M} \cdot \mathbf{M}^T)^{-1} \cdot \mathbf{M} \Rightarrow$

$$\mathbf{P} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \times \left[(1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1) \cdot \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix} \right]^{-1} \times (1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1 \ 1);$$

$$\mathbf{P} = \begin{pmatrix} 0,833 & -0,167 & -0,167 & -0,167 & -0,167 & -0,167 \\ -0,167 & 0,833 & -0,167 & -0,167 & -0,167 & -0,167 \\ -0,167 & -0,167 & 0,833 & -0,167 & -0,167 & -0,167 \\ -0,167 & -0,167 & -0,167 & 0,833 & -0,167 & -0,167 \\ -0,167 & -0,167 & -0,167 & -0,167 & 0,833 & -0,167 \\ -0,167 & -0,167 & -0,167 & -0,167 & -0,167 & 0,833 \end{pmatrix}.$$

Гradient цільової функції цілі $Q(\mathbf{N})$ дорівнює

$$\nabla Q(\mathbf{N}) = \begin{pmatrix} -9853,2 + 10,2838N_1 \\ 452,996 - 0,490306N_2 \\ -325,539 + 0,34713N_3 \\ -102,663 + 0,1385904N_4 \\ 698,052 - 0,805442N_5 \\ -110,594 + 0,1344096N_6 \end{pmatrix},$$

і в точці N^1 відповідно –

$$\nabla Q^T(N^1) = (-1141 \ 101,881 \ -28,343 \ 26,223 \ -84,383 \ 16,974).$$

$$\text{Тоді } \mathbf{s}_1 = -\mathbf{P} \cdot \nabla Q(\mathbf{N}^1) = \begin{pmatrix} 955,884 \\ -286,588 \\ -156,363 \\ -210,929 \\ -100,323 \\ -201,681 \end{pmatrix}.$$

Визначений напрямок ненульовий, тому переходимо до другого кроку першої ітерації. Обчислимо вектори $\mathbf{b}_2 - \mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{N}^1$, $\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{s}_1$. Серед елементів $\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{s}_1$ є додатні, тому значення δ визначається як

$$\delta = \min_{(\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{s}_1)_i > 0} \left(\frac{(\mathbf{b}_2 - \mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{N}^1)_i}{(\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{s}_1)_i} \right) = 0,002911.$$

Далі, згідно з алгоритмом, вирішується задача пошуку екстремуму функції $Q(\mathbf{N}^1 + \lambda \cdot \mathbf{s}_1) \xrightarrow{\lambda \in [0; \delta]} \min$.

$$\text{З врахуванням того, що } \mathbf{N}^1 + \lambda \cdot \mathbf{s}_1 = \begin{pmatrix} 847,217 + 955,884 \cdot \lambda \\ 716,113 - 286,588 \cdot \lambda \\ 856,152 - 156,363 \cdot \lambda \\ 929,98 - 210,929 \cdot \lambda \\ 971,436 - 100,323 \cdot \lambda \\ 949,102 - 201,681 \cdot \lambda \end{pmatrix},$$

функція $Q(\mathbf{N}^1 + \lambda \cdot \mathbf{s}_1)$ приймає вигляд:

$$Q(\lambda) = 19004,6 - 304577,3 \cdot \lambda + 1278917,3 \cdot \lambda^2.$$

Отримуємо задачу знаходження найменшого значення функції однієї змінної на інтервалі: $\min_{[0; \delta]} Q(\lambda) = 18130$, що відповідає значенню

$\lambda = \delta = 0,002911$. Позначимо $\lambda_1 = 0,002911$.

Отже, точка визначається як

$$\mathbf{N}^2 = \mathbf{N}^1 + \lambda_1 \cdot \mathbf{s}_1 = \begin{pmatrix} 850 \\ 715,279 \\ 855,697 \\ 929,366 \\ 971,144 \\ 948,515 \end{pmatrix}.$$

Друга ітерація. У точці \mathbf{N}^2 насиченими стають обмеження, що відповідають другому рядку матриці \mathbf{A} . Це означає, що \mathbf{A}_2 – матриця розміру 11×6 , отримана викреслюванням з матриці \mathbf{A} другого рядка, \mathbf{b}_2 – вектор, отриманий викреслюванням другого елементу вектору \mathbf{b} , а матриця $\mathbf{M} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}$.

Відповідно

$$\mathbf{P} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,8 & -0,2 & -0,2 & -0,2 & -0,2 \\ 0 & -0,2 & 0,8 & -0,2 & -0,2 & -0,2 \\ 0 & -0,2 & -0,2 & 0,8 & -0,2 & -0,2 \\ 0 & -0,2 & -0,2 & -0,2 & 0,8 & -0,2 \\ 0 & -0,2 & -0,2 & -0,2 & -0,2 & 0,8 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{s}_2 = \begin{pmatrix} 0 \\ -95,756 \\ 35,036 \\ -19,603 \\ 90,683 \\ -10,36 \end{pmatrix} \neq 0; \quad \delta = 0,16.$$

Функція $Q(\mathbf{N}^2 + \lambda \cdot \mathbf{s}_2) = 18128,7 - 5218,14 \cdot \lambda - 1450,6 \cdot \lambda^2$ досягає на інтервалі $[0; 0,16]$ мінімум в точці $\lambda = 0,16$.

Позначимо $\lambda_2 = 0,16$ і знайдемо точку $\mathbf{N}^3 = \mathbf{N}^2 + \lambda_2 \cdot \mathbf{s}_2$:

$$(\mathbf{N}^3)^T = (850 \quad 700 \quad 861,287 \quad 926,238 \quad 985,614 \quad 946,862).$$

Третя ітерація. В отриманій точці \mathbf{N}^3 стають насиченими обмеження-нерівності $N_1 \leq 850$, $-N_2 \leq -700$. Тому слід перевизначити матриці $\mathbf{A}_1, \mathbf{A}_2, \mathbf{b}_1, \mathbf{b}_2$:

$$\mathbf{A}_1 = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{b}_1 = \begin{pmatrix} 850 \\ -700 \end{pmatrix},$$

$$\mathbf{A}_2^T = \begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 1 \end{pmatrix},$$

$$\mathbf{b}_2^T = \begin{pmatrix} -700 & 10^3 & -700 & 10^3 & -700 & 10^3 & -750 & 1000 & -700 & 1000 \end{pmatrix}.$$

Матриця \mathbf{M} приймає вигляд: $\mathbf{M} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}$.

Відповідно матриця проектування

$$\mathbf{P} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,75 & -0,25 & -0,25 & -0,25 \\ 0 & 0 & -0,25 & 0,75 & -0,25 & -0,25 \\ 0 & 0 & -0,25 & -0,25 & 0,75 & -0,25 \\ 0 & 0 & -0,25 & -0,25 & -0,25 & 0,75 \end{pmatrix}.$$

Знову визначаємо допустимий напрямок $\mathbf{s}_3 = -\mathbf{P} \cdot \nabla Q(\mathbf{N}^3)$, обчисливши попередньо значення градієнта цільової функції в точці \mathbf{N}^3 : $\mathbf{s}_3^T = (0 \ 0 \ 6,564 \ -45,701 \ 75,806 \ -36,67)$. \mathbf{s}_3 не нульовий вектор, тому, визначаємо вектори $\mathbf{b}_2 - \mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{N}^3$ і $\mathbf{A}_2 \cdot \mathbf{s}_3$ і, відповідно, значення $\delta = 0,19$.

Функція $Q(\mathbf{N}^3 + \lambda \cdot \mathbf{s}_3) = 17259 - 2518,2 \cdot \lambda - 565,64 \cdot \lambda^2$ на інтервалі $[0; 0,19]$ досягає мінімального значення в точці $\lambda = 0,19$, яку позначимо λ_3 і знайдемо точку $\mathbf{N}^4 = \mathbf{N}^3 + \lambda_3 \cdot \mathbf{s}_3$:

$$\mathbf{N}^4 = (850 \ 700 \ 862,534 \ 917,555 \ 1000 \ 939,895).$$

Четверта ітерація. Очевидно, що в точці \mathbf{N}^4 насиченими стають обмеження-нерівності $N_1 \leq 850$, $-N_2 \leq -700$, $N_3 \leq 1000$. Тому здійснюються перетворення матриць $\mathbf{A}_1, \mathbf{A}_2, \mathbf{b}_1, \mathbf{b}_2$ і будуються відповідні матриці:

$$\mathbf{M} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 1 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{P} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,667 & -0,333 & 0 & -0,333 \\ 0 & 0 & -0,333 & 0,667 & 0 & -0,333 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -0,333 & -0,333 & 0 & 0,667 \end{pmatrix}.$$

$$\text{Напрямок } \mathbf{s}_4 = -\mathbf{P} \cdot \nabla Q(\mathbf{N}^4) = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ 30,831 \\ -19,798 \\ 0 \\ -11,033 \end{pmatrix} \neq 0; \text{ значення } \delta = 4,459.$$

Функція $Q(\mathbf{N}^4 + \lambda \cdot \mathbf{s}_4) = 16760,75 - 399,8 \cdot \lambda + 54,7 \cdot \lambda^2$ досягає на інтервалі $[0; 4,459]$ мінімального значення при $\lambda = 3,655$. Позначимо $\lambda_4 = 3,655$ і знайдемо точку $\mathbf{N}^5 = \mathbf{N}^4 + \lambda_4 \cdot \mathbf{s}_4$:

$$\mathbf{N}^5 = (850 \quad 700 \quad 975,221 \quad 845,193 \quad 1000 \quad 899,569).$$

П'ята ітерація. Матриці $\mathbf{A}_2, \mathbf{b}_2, \mathbf{M}$ і \mathbf{P} не змінюються.

Допустимий напрямок $\mathbf{s}_5^T = (0 \quad 0 \quad -0,397 \quad -1,88 \quad 0 \quad 2,276)$, як $\min_{(0;44,121)} Q(\mathbf{N}^5 + \lambda \cdot \mathbf{s}_5) = 16021,62$ при $\lambda = 7,16$. Тобто $\lambda_5 = 7,16$ і точка $(\mathbf{N}^6)^T = (\mathbf{N}^5 + \lambda \cdot \mathbf{s}_5)^T = (850 \quad 700 \quad 972,378 \quad 831,732 \quad 10^3 \quad 915,865)$.

Дану точку вважаємо оптимальним розв'язком, оскільки на наступній ітерації критерій оптимальності набуває значення, що відрізняється від $Q(\mathbf{N}^6)$ менше, ніж на $\varepsilon = 0,1$.

Таким чином, в результаті оптимального керування процесом розподілу електричних навантажень між шістьма енергоблоками АЕС, отримано значення електричних навантажень енергоблоків, при яких мінімізується загальна витрата теплоти на АЕС:

$$N_1^* = 850 \text{ МВт}, \quad N_2^* = 700 \text{ МВт}, \quad N_3^* = 972,378 \text{ МВт}, \quad N_4^* = 831,732 \text{ МВт},$$

$$N_5^* = 1000 \text{ МВт}, \quad N_6^* = 915,865 \text{ МВт}, \quad N_1^* = 850 \text{ МВт},$$

$$Q_\Sigma = \sum_{i=1}^6 Q_i = 16021,62 \text{ МВт}.$$

Запропонований підхід до розв'язання задачі оптимального розподілу навантажень між енергоблоками АЕС може бути охарактеризований, як процедура, що забезпечує перехід від евристичних методів вибору навантажень енергоблоків АЕС при розподілі загального станційного навантаження, які досить часто використовуються в інженерній практиці, до здійснення керування розподілом на основі оптимізаційних процедур, що допускають алгоритмічну і комп'ютерну реалізацію. Таким чином, вказаний підхід може служити основою інженерної методики автоматизованого розподілу навантажень між енергоблоками АЕС, що створює передумови його практичного використання при розв'язанні задач керування режимами роботи енергоблоків АЕС.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

До главы 1

1. Меррей Р. Атомная энергетика / Р. Меррей. – М. : Энергия, 1979. – 280 с.
2. Кружилин Г.Н. Теплофизика в тепловой и ядерной энергетике/ Г.Н. Кружилин. – Казань : Казан. фил. Моск. энерг. ин-та, 1998. – 337 с.
3. Широков С.В. Ядерные энергетические реакторы / С.В. Широков. – Киев : ННТУ «КПИ», 1997. – 279 с.
4. Дементьев Б.А. Ядерные энергетические реакторы / Б.А. Дементьев. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.
5. Герасимов В.В. Материалы ядерной техники / В.В. Герасимов, А.С. Монахов. – М. : Энергоиздат, 1982. – 288 с.
6. Ефимов А.В. Гафний – перспективный материал для ядерной энергетики / А.В. Ефимов, В.М. Ажажа, М.М. Пилипенко, А.П. Мухачев // Вестник НТУ «ХПИ». – Харьков : НТУ «ХПИ», 2004. – № 23. – С. 37–44.
7. Маргулова Т.Х. Расчет и проектирование парогенераторов атомных электростанций / Т.Х. Маргулова. – М. : Энергоиздат, 1982. – 192 с.
8. Тепловые и атомные электрические станции : справ. / под общ. ред. В.А. Григорьева, В.М. Зорина. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.

До главы 2

1. Кирилов П.Л. Справочник по теплогидравлическим расчетам (ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы) / П.Л. Кириллов, Ю.Г. Юрьев, В.П. Бобков. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 358 с.
2. Клемин А.И. Теплогидравлический расчет и теплотехническая надежность ядерных реакторов / А.И. Клемин, Л.Н. Полянин, М.М. Стригулин. – М.: Атомиздат, 1980. – 261 с.
3. Емельянов И.Я. Конструирование ядерных реакторов / И.Я. Емельянов, В.И. Михан, В.И. Солонин и др. – М. : Энергоиздат, 1982. – 398 с.
4. Пилипенко Н.Н. Конструкционные материалы для элементов оборудования ядерно-энергетических установок / Н.Н. Пилипенко // Вісник Харківського університету. Серія фізична «Ядра, частинки, поля». – 2009. – № 859. – С. 44–50.
5. Неклюдов И.М. Проблемы работоспособности материалов основного оборудования АЭС Украины / И.М. Неклюдов // Прогресивні технології: В 2-х т. – К. : Академперіодика, 2003. – Т. 1. – С. 277–295.
6. Меррей Р. Атомная энергетика / Р. Меррей. – М. : Энергия, 1979. – 280 с.

7. Владимиров В.И. Практические задачи по эксплуатации ядерных реакторов / В.И. Владимиров. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 303 с.

До главы 3

1. Неклюдов И.М. Проблемы работоспособности материалов основного оборудования АЭС Украины / И.М.Неклюдов // Прогресивні технології: В 2-х т. – К. : Академперіодика, 2003. – Т. 1. – С. 277–295.

2. Солонин М.И. Текущие и перспективные задачи топливообеспечения ядерной энергетики / М.И.Солонин, И.И. Коновалов // Атомная энергетика. – 2003. – Т. 95, вып.2. – С. 113–121.

3. Новые конструкционные материалы активных зон ядерных энергетических установок / М.И. Солонин, Ф.Г.Решетников, А.Г.Иолтуховский, А.В.Никулина // Физика и химия обработки материалов. – 2001. – № 4. – С. 17–27.

4. Афанасьев А.А. Повышение экономичности топливных циклов ВВЭР-1000 путем увеличения выгорания топлива // Вопросы атомной науки и техники (ВАНТ). Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 2000. – №4. – С. 45–56.

5. Производство циркония и гафния на ПО ПХЗ для удовлетворения потребностей атомной энергетики Украины / Ю.Ф. Коровин, В.Г. Чупринко, К.А. Линдт и др. // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 1994. – Вып.2(62), 3(63). – С. 114–124.

6. Гафний – перспективный материал для ядерной энергетики / А.В. Ефимов, В.М. Ажажа, Н.Н. Пилипенко, А.П. Мухачев // Вестник Национального технического университета «ХПИ». – 2004. – № 23. – С. 37–44.

7. Marcus G.H. New designs for nuclear renaissance / G.H.Marcus, A.E.Levin // Physics Today. – 2002. – Vol. 55, № 4. – P. 54–60.

8. Industry insider // Advanced Materials & Progress. – 2004. – Vol. 162, № 8. – P. 147–151.

9. Majumdar D. Advanced reactors around the world / D.Majumdar // Nuclear Plant Journal. – 2003. – Vol. 21, № 5. – P. 21–24.

10. Hoffman J.M. Nuclear's new are / J.M.Hoffman // Machine Design. – 2001. – Vol. 73, № 18. – P. 93–98.

11. A technical roadmap for generation IV nuclear systems: Technical roadmap report. – Washington : NERAC. – 2002. – 112 p.

12. Ядерное топливо для энергетических водо-охлаждаемых реакторов. Состояние и перспективы / В.Ф.Коновалов, В.Л.Молчанов, М.И.Солонин и др. // Атомная энергия. – 2000. – Т. 89, вып. 4. – С. 325–334.

13. Generation IV roadmap: Crosscutting fuels and materials R&D scope report. – Issued by the Nuclear energy research advisory committee and the generation IV international forum. – 2002. – 76 p.

14. Горынин И.В. Надежные материалы – основа безопасности атомной энергетики / И.В.Горынин // Мировая энергетика. – 2006. – № 7 (31). – С. 90–91.

15. Разработка жаропрочной 12% хромистой стали 16X12B2ФTaР нового поколения с быстрым спадом наведенной активности для нужд атомной энергетики России / А.Г. Иолтуховский, М.В. Леонтьева-Смирнова, В.М. Чернов и др. // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 2003. – № 6. – С. 60–64.

16. Перспективные высокохромистые стали для применения в оболочках ТВЭЛов реакторов на быстрых нейтронах / Е.А.Медведева, Ю.К.Бибилашвили, Ю.И.Казеннов и др. // Физика и химия обработки материалов. – 2001. – № 6. – С. 26–31.

17. The Development of Structural Materials for Reduced Long-Term Activation / K.Ehrich, S.W.Cierjacs, S.Kelzenberg, A.Moslang // Effects of Radiation on Materials: 17th International Symposium. – ASTM International, 1997. – P. 1109–1122.

18. Займовский А.С. Циркониевые сплавы в атомной энергетике / А.С. Займовский, А.В. Никулина, Н.Г. Решетников. – М. : Энергоатомиздат, 1994. – 453 с.

19. Кобылянский Г.П. Эффекты облучения в сплаве Zr+1%Nb / Г.П. Кобылянский, А.С. Покровский, В.К. Шамардин // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 1983. – Вып. 2(25). – С. 51–56.

20. Неклюдов И.М. Радиационное упрочнение металлов и сплавов / И.М. Неклюдов // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 1978. – Вып. 3(8). – С. 3–19.

21. Ривкин Е.Ю. Прочность сплавов циркония / Е.Ю. Ривкин, Б.С. Родченков, В.М.Филатов. – М. : Металлургия, 1974. – 347 с.

22. Дуглас Д. Металловедение циркония / Д. Дуглас. – М. : Атомиздат, 1975. – 360 с.

23. Цыканов В.А. К вопросу коррозионно-механического поведения сплавов циркония в условиях облучения / В.А. Цыканов. – Димитровград: НИИАР, 1981. – 19 с. – (Препринт / НИИАР; 32(485)).

24. Ядерная энергетика. Обращение с отработанным ядерным топливом и радиоактивными отходами / В.М.Ажажа, В.А.Белоус, С.В.Габелков и др. / под ред. И.М. Неклюдова. – К. : Наукова думка, 2006. – 253 с.

25. Конобеевский С.Т. Действие облучения на материалы / С.Т. Конобеевский. – М. : Атомиздат, 1967. – 400 с.

26. Воеводин В.Н. Эволюция структурно-фазового состояния и радиационная стойкость конструкционных материалов / В.Н. Воеводин, И.М. Неклюдов. – К. : Наукова думка, 2006. – 376 с.

27. Ядерное топливо для энергетических водо-охлаждаемых реакторов. Состояние и перспективы / В.Ф. Коновалов, В.Л. Молчанов, М.И. Солонин и др. // Атомная энергия. – 2000. – Т. 89, вып. 4. – С. 325–334.
28. Разработка перспективных конструкционных материалов для АЭС / М.И. Солонин, Ю.К. Бибилашвили, А.Г. Иолтуховский и др. // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 1999. – Вып. 3(75). – С. 3–26.
29. Influence of neutron irradiation on dislocation structure and phase composition of Zr-base alloy / V.N.Shishov, A.V.Nikulina, V.A.Markelov et al. // Zirconium in the Nuclear Industry: proc. 11-th International Symposium, November 1996, West Conshohochen. – ASTM, 1996. – P. 603–622.
30. Цирконий и его сплавы: технологии производства, области применения. Обзор. / В.М. Ажажа, П.Н. Вьюгов, С.Д. Лавриненко, К.А. Линдт, А.П. Мухачев, Н.Н. Пилипенко. – Харьков : ННЦ ХФТИ, 1998. – 89 с.
31. Пилипенко Н.Н. Получение циркония ядерной чистоты / Н.Н. Пилипенко // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 2008. – № 2. С. 66–72.
32. Смирнов Ю.В. Современное состояние технологии переработки циркониевого сырья / Ю.В. Смирнов, З.И. Ефимова // Атомная техника за рубежом. – 1976. – № 9. – С. 3–16.
33. Современное состояние и перспективы развития производства циркония и его сплавов и изделий из них / А.К. Шиков, А.Д. Никулин, А.В. Никулина и др. // Физика и химия обработки материалов. – 2001. – № 6. – С. 5–14.
34. Получение чистых циркония и гафния / М.Л. Коцарь, В.М. Ажажа, М.И. Борисов и др. // Высокочистые вещества. – 1992. – № 4. – С. 85–92.
35. Новое направление в металлургии циркония / В.М. Ажажа, П.Н. Вьюгов, К.А. Линдт, А.П. Мухачев // Радиационная повреждаемость и работоспособность конструкционных материалов : матер. VII Конфер. стран СНГ. – Белгород, 1997. – С. 11–14.
36. Никулина А.В. Примеси и их влияние на структуру и свойства циркониевых изделий ядерных реакторов / А.В. Никулина, А.Г. Мальгин // Атомная энергия. – 2008. – Т. 105, вып. 5. – С. 258–266.
37. Влияние металлургических факторов на коррозию и потерю пластичности циркониевых оболочечных труб в условиях, моделирующих LOCA А.В. Никулина, А.Г. Мальгин, И.В. Голиков, Е.В. Базалиев // ВАНТ. Сер.: Материаловедение и новые материалы. – 2006. – Вып. 2(67). – С. 73–87.
38. Пилипенко Н.Н. Влияние фтора на восприимчивость сплавов Zr-Nb к высокотемпературному окислению / Н.Н. Пилипенко // ВАНТ. Сер.: Вакуум, чистые материалы, сверхпроводники. – 2011. – № 6. – С. 18–23.

39. Афанасьев А.А. Повышение экономичности топливных циклов ВВЭР-1000 путем увеличения выгорания топлива / А.А.Афанасьев // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 2000. – № 4. – С. 45–56.

40. Ластман Б. Металлургия циркония / Б.Ластман, Ф.Керзе; пер. с англ., под ред. Г.А. Меерсона и Ю.В. Гагаринского. – М.: Изд-во иностр. лит., 1959. – 219 с.

41. Разработка процессов получения и исследование свойств первичного электролитического циркония с содержанием гафния <100 ppm, слитков и изделий из циркониевых сплавов / А.К. Шиков, В.Н. Безумов, В.М. Аржакова и др. // Физика радиационных явлений и радиационное материаловедение: труды XIV Международной конференции, 12–17 июня 2000 г., Алушта. – Харьков, 2000. – С. 107.

42. Розробки і обґрунтування по підвищенню ресурсу роботи, надійності і безпеки елементів активної зони атомних реакторів – твєлів та ТВС / В.С. Красноручький, С.Д. Лавриненко, В.М. Ажажа, М.М. Пилипенко та ін. // Проблеми ресурсу і безпеки експлуатації конструкцій, споруд та машин. – Київ: ІЕЗ ім. Є.О.Патона. – 2006. – С. 228–231.

43. Пилипенко Н.Н. Физико-технологические основы создания циркониевых материалов и гафния для активных зон ядерно-энергетических установок: дисс... д-ра техн. наук: 01.04.07 - физика твердого тела / Пилипенко Николай Николаевич. – Харьков, 2012. – 313 с.

44. Пилипенко Н.Н. Исследования и разработки по получению ядерно-чистого циркония и сплава на его основе / Н.Н. Пилипенко // ВАНТ. Сер.: Вакуум, чистые материалы, сверхпроводники. – 2009. – № 6. – С. 12–18.

45. Виробництво партії трубних заготовок трекс-труб та виготовлення дослідно-промислової партії твєльних труб зі сплаву Zr1Nb із вітчизняної сировини / В.М. Ажажа, Б.В. Борц, І.М. Бутенко, В.М. Воеводін, П.М. В'югов, С.Д.Лавриненко, І.М. Неклюдов, М.М. Пилипенко, В.С. Вахрушева, Т.М. Буряк, Г.Д. Сухомлин, В.О. Благова, К.А. Ліндт, В.І. Попов, С.В. Ладохін, В.Б. Чернявський // Наука та інновації. – 2006. – Т. 2, № 6. – С. 18–30.

46. Виробництво промислової партії злитків сплаву Zr1Nb з вітчизняної сировини для виготовлення твєльних труб, стрічки та інших виробів для реакторів ВВЕР-1000: Звіт про НДР (заключний) / В.М. Ажажа, С.Д. Лавриненко, М.М. Пилипенко та ін. // ННЦ ХФТІ. – № ДР 0104U004885. – Харків, 2004. – 148 с.

47. Дослідження властивостей матеріалів і комплектуючих ТВЗ зі сплаву Zr1Nb українського виробництва на основі кальцієтермічного цирконію: Звіт про НДР (заключний) / В.М. Ажажа, С.Д. Лавриненко, М.М. Пилипенко та ін. // ННЦ ХФТІ. – № ДР 0104U006582. – Харків, 2005. – 71 с.

48. Получение сплава циркония и изделий из него в Украине / В.М. Ажажа, П.Н. Вьюгов, С.Д. Лавриненко, Н.Н. Пилипенко // Физика и химия обработки материалов. – 2009. – № 1. – С. 5–8.

49. Пилипенко Н.Н. Конструкционные материалы для элементов оборудования ядерно-энергетических установок / Н.Н. Пилипенко // Вісник Харківського університету. Серія фізична “Ядра, частинки, поля”. – 2009. – № 859. – Вип.2(42). – С. 44–50.

50. Ажажа В.М. Получение сплава циркония и изделий из него в Украине / В.М. Ажажа, П.Н. Вьюгов, С.Д. Лавриненко, Н.Н. Пилипенко // Цирконий: металлургия, свойства, применение : матер. V Науч.-практ. конф. материаловедческих обществ России, 24-28 ноября 2008 г., г. Ершово. – Москва, 2008. – С. 16–17.

51. Пилипенко Н.Н. Роль высокочистых металлов в создании новых материалов для элементов конструкций АЭС / Н.Н. Пилипенко // Вопросы атомной науки и техники. – 2008. – № 1. – С. 10–17.

52. Рисованный В.Д. Гафний в ядерной технике / В.Д. Рисованный, Е.П. Ключков, В.Б. Пономаренко. – Димитровград : НИИАР, 1993. – 143 с.

53. Рисованный В.Д. Поглощающие материалы и органы регулирования ядерных реакторов / В.Д. Рисованный, А.В. Захаров, Е.П. Ключков. – М. : Издательский дом МЭИ, 2012. – 392 с.

54. Єфімов О.В. Конструкції, матеріали, процеси і розрахунки реакторів і парогенераторів АЕС : навч. посіб. для студ. в.н.з., які навч. за напрямком підготовки «Атомна енергетика» / О.В. Єфімов, М.М. Пилипенко. – Харків : Вид-во «Підручник НТУ «ХПІ», 2010. – 268 с.

55. Органы регулирования и СВП ядерных реакторов ВВЭР-1000 и пути их совершенствования / В.Б. Пономаренко, А.О. Пославский, В.М. Чернышов и др. // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 1994. – Вып.2(62), 3(63). – С. 95–113.

56. Современное состояние разработки и производства органов регулирования ядерных реакторов ВВЭР-1000 / В.М. Ряхновский, С.В. Шмелев, В.М. Чернышов, А.В. Щеглов // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 1997. – Вып. 1, 2. – С. 110–119.

57. О целесообразности применения гафния в органах управления реакторов различного назначения / О.В. Бочаров, А.В. Ватулин, А.Д. Никулин и др. // Реакторное материаловедение: сборник докладов V Межотраслевой конференции. – Димитровград: ГНЦ НИИАР, 1998. – Т. 1. – С. 194–198.

58. Шиков А.К. Что может гафний. О состоянии и перспективах его использования / А.К. Шиков, О.В. Бочаров // Металлы Евразии. – 2005. – № 5. – С. 12–18.

59. Смит Е.В. Процессы восстановления гафния / Е.В. Смит, В.В. Стефанс // *Металлургия гафния* / под ред. Д.Е. Томаса и Е.Т. Хеймса. – М. : *Металлургия*, 1967. – С. 91–109.

60. Афанасьев А.А. Гафний – перспективный поглотитель для пэлов СУЗ реакторов ВВЭР-1000 АЭС Украины / А.А. Афанасьев, Ю.Ф. Конотоп, Н.П. Одейчук // *ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение*. – 2000. – № 4. – С. 80–85.

61. Рисованый В.Д. Поглощающие материалы на основе диспрозия и гафния для водо-водяных реакторов / В.Д. Рисованый, Е.Е. Варлашова, А.В. Захаров // *Сборник трудов ГНЦ НИИАР*. – Димитровград: ГНЦ НИИАР. – 2000. – Вып. 2. – С. 49–62.

62. Risovaniy V.D. Dysprosium and hafnium base absorbers for advanced WWER control rods / V.D.Risovaniy, A.V.Zaharov, E.P.Klochkov et al.// *Control assembly materials for water reactors: Experience, performs and perspective: proceedings of a technical committee meeting, 12-15 October 1998*. – Vienna: IAEA, 2000. – P. 91–102.

63. Клочков Е.П. Гафний в атомной технике / Е.П. Клочков, В.Д. Рисованый // *Атомная техника за рубежом*. – 1987. – № 10. – С. 12–16.

64. Экстракционно-кальциетермическая технология получения гафния / В.В. Шаталов, В.Д. Федоров, М.Л. Коцарь и др. // *ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение*. – 1999. – № 2. – С. 9–13.

65. Коцарь М.Л. Теоретическое обоснование кальциетермического процесса получения циркония и гафния из тетрафторидов через сплавы / М.Л. Коцарь // *ВАНТ. Сер.: Химические проблемы ядерной энергетики*. – 1989. – Вып. 1-2. – С. 50–55.

66. Мухачев А.П. Металлический гафний ядерной чистоты: дисс... канд. физ.-мат. наук: 01.04.13 / Мухачев Анатолий Петрович. – Днепродзержинск, 2001. – 170 с.

67. Дмитренко А.Е. Рафинирование гафния методом электронно-лучевой плавки / А.Е. Дмитренко, В.Н. Пелых, Н.Н. Пилипенко // *ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение*. – 2004. – № 3. – С. 112–115.

68. Механические свойства гафния / Н.Н. Пилипенко, И.Б. Доля, П.Н. Вьюгов, С.Д. Лавриненко, Р.В. Ажажа // *Неорганические материалы*. – 2006. – Т. 42, № 6. – С. 684–688.

69. Лавриненко С.Д. Чистые металлы для ядерной энергетики / С.Д. Лавриненко, Н.Н. Пилипенко, П.Н. Вьюгов // *ВАНТ. Серия: “Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение”*. – 2014. – №4. – С. 72–81.

70. Неклюдов И.М. Состояние и проблемы атомной энергетики в Украине / И.М. Неклюдов // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 2007. – № 2. – С. 3–9.

71. Калинин Б.А. Радиационно-пучковое воздействие – метод создания градиентного структурно-фазового состояния в материалах атомной техники / Б.А. Калинин, Н.В. Волков, В.Л. Якушин // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 2007. – № 2. – С. 164–171.

72. The electron accelerator based on the secondary emission source material - surface treatment / G. Reshetnyak, A.N. Dovbnya, V.V. Zakutin, et al. // Charged Particle Accelerators: abstracts XX Russian Conference, 10-14 September 2002. – Novosibirsk, 2002. – P. 108.

73. Модификация поверхности циркония и сплава Zr1%Nb электронным пучком ускорителя на основе магнетронной пушки / А.Н. Довбня, С.Д. Лавриненко, В.В. Закутин, А.Н. Аксёнова, Н.Г. Решетняк, Н.Н. Пилипенко, В.Н. Пелых, Г.Н. Толмачева // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 2011. – № 2. – С. 39–45.

74. The use of the electron beam from the magnetron gun based accelerator for zirconium surface modification / A.N. Dovbnya, V.V. Zakutin, N.G. Reshetnyak, S.D. Aksyonova, S.D. Lavrinenko, N.N. Pilipenko, V.N. Pelykh // Russian particle accelerator conference (RuPAC-2010): proceedings, September 27 - October 1, 2010. – Protvino, 2010. – P. 384–386.

75. Дуб С.Н. Испытания твердых тел на нанотвердость / С.Н. Дуб, Н.В. Новиков // Сверхтвердые материалы. – 2004. – № 6. – С. 1–18.

76. Дослідження впливу потужних імпульсних та квазістаціонарних потоків плазми з флюенсом 10^{23} - 10^{28} іон/м²с на формування поверхневих пошкоджень та зміни фізико-механічних властивостей конструкційних реакторних матеріалів: Звіт про НДР (заключний) / В.І. Терьохин, В.М. Ажажа, І.Є. Гаркуша, М.М. Пилипенко, С.Д. Лавриненко та інші. // ННЦ ХФТІ. – № ДР 080999UP0009. – Харків, 2008. – 68 с.

77. Жидкосольевые ЯЭУ: перспективы и проблемы / В.М. Новиков, В.В. Игнатьев, В.И. Федулов, В.Н. Чередников. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 192 с.

78. Блинкин В.Л. Жидкосольевые ядерные реакторы / В.Л. Блинкин, В.М. Новиков. – М. : «Атомиздат», 1978. – 112 с.

79. Ажажа В.М. Рафинирование железа физическими методами / В.М. Ажажа, П.Н. Вьюгов, С.Д. Лавриненко, Н.Н. Пилипенко // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение – 2001. – № 2. – С. 107–109.

80. Pylypenko M.M. Purification of iron / M.M.Pylypenko // *Nauka i studia.* – 2013. – № 30 (98). – P. 34–40.

81. Пилипенко Н.Н. Очистка меди от примесей / Н.Н. Пилипенко // *Современный научный вестник* – 2014. – № 7 (203). – С. 28–34.

82. Purification of vanadium by electron-beam melting / Yu.P. Bobrov, A.E. Dmitrenko, D.V. Koblik et al // ВАНТ. Серия: “Вакуум, чистые материалы, сверхпроводники” – 2014. – № 1 – С. 27–31.

83. Получение марганца высокой степени чистоты методом дистилляции / В.М. Ажажа, П.Н. Вьюгов, С.Д. Лавриненко, Н.Н. Пилипенко, Б.И. Шаповал // *Вісник Харківського університету. Серія фізична: “Ядра, частинки, поля”.* – 2001. – Вып. 4. – С. 26–29.

84. Исследование сплава типа Хастеллой для жидкосолевых реакторов / В.М. Ажажа, А.С. Бакай, Ю.П. Бобров, А.Н. Довбня, С.Д. Лавриненко, Н.Н. Пилипенко, И.А. Петельгузов, В.И. Савченко // *Material issues in design, manufacturing and operation of nuclear power plants equipment: proceeding of Ninth International Conference, 6-8 June 2006, Pushkin-Saint Petersburg.* – Saint Petersburg: CRISM “Prometey”, 2006. – Vol. 2. – P. 280–289.

85. The effects of electron irradiation and fluoride salt melt $ZrF_4 - NaF$ on mechanical properties of Hastelloy N type alloys / V.M.Azhazha, A.S.Bakai, A.N.Dovbnya, K.V.Kovtun, S.D.Lavrinenko, D.G.Malykhin, M.M.Pylypenko, V.I.Savchenko, N.A.Semenov, S.V.Strygunovsky, B.I.Shramenko, N.Wanderka // ВАНТ. Сер.: Физика радиационных повреждений и радиационное материаловедение. – 2005. – № 4. – С. 53–62.

86. Влияние электронного облучения и расплава фторидных солей на свойства сплавов типа Хастеллой / В.М. Ажажа, А.С. Бакай, Ю.П. Бобров, А.Н. Довбня, С.Д. Лавриненко, Н.Н. Пилипенко, И.А. Петельгузов, В.И. Савченко // *Current problems in nuclear physics and atomic energy (NPAE-Kyiv2006): proceedings of International conference, May 29-June 03, 2006, Kyiv.* – Kyiv, 2007. – P. 652–658.

87. Формування градієнтних структурно-фазових станів, що зумовлюють покращення експлуатаційних характеристик елементів конструкцій ЯЕУ та створення експериментального стенду радіаційно-пучкового впливу на матеріали ядерної і термоядерної енергетики: Звіт про НДР / В.М. Ажажа, В.І. Терьохин, І.Є. Гаркуша, М.М. Пилипенко, С.Д. Лавриненко та ін. // *ННЦ ХФТІ.* – № ДР 080999UP0009. – Харків, 2009. – 36 с.

88. Влияние импульсного излучения большой мощности на акустическую эмиссию сплавов типа Хастеллой / В.М. Ажажа, А.С. Бакай, А.Б. Батраков, С.Д. Лавриненко, Ю.Ф. Лонин, Н.Н. Пилипенко, А.Г. Пономарев, П.И. Стоев, В.Т. Уваров // *Физика радиационных явлений и радиационное материаловедение.*

ведение : тр. XVIII Междунар. конфер., 8-13 сентября 2008, Алушта, Крым. – Харьков, 2008. – С. 64.

89. Дослідження зміни структури і властивостей конструкційних матеріалів ядерних реакторів під впливом імпульсних пучків електронів і рентгєнського випромінювання великої потужності: Звіт про НДР (заключний) / С.Д. Лавриненко, Ю.Ф. Лонін, М.М. Пилипенко та ін. // ННЦ ХФТІ. – № ДР 080999UR0009. – Харків, 2008. – 54 с.

До главы 4

1. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций / Н.Г. Рассохин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 383 с.

2. Рассохин Н.Г. Парогенераторы, сепараторы и пароприемные устройства АЭС / Н.Г. Рассохин, В.Н. Мельников. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 76 с.

3. Федоров Л.Ф. Парогенераторы атомных электростанций / Л.Ф. Федоров, В.Ф. Титов, Н.Г. Рассохин. – М. : Энергоатомиздат, 1992. – 412 с.

4. Ремжин Ю.Н. Основы компоновки и теплового расчета парогенераторов атомных электростанций / Ю.Н. Ремжин, В.А. Слабиков. – Ленинград : Изд-во ЛГУ, 1981. – 191 с.

5. Фраас А. Расчет и конструирование теплообменников / А. Фраас, М. Оцисик. – М. : Атомиздат, 1971. – 386 с.

6. Ратников Е.Ф. Монтаж оборудования АЭС / Е.Ф. Ратников. – Свердловск : УПИ, 1985. – 75 с.

7. Методы оптимизации параметров теплообменных аппаратов АЭС / А.Н. Иоселиани, А.А. Михалевич, В.Б. Нестеренко, М.Е. Салуквадзе. – Минск : Наука и техника, 1981. – 143 с.

8. Уайэтт Л.М. Материалы ядерных энергетических установок / Л.М. Уайэтт. – М. : Атомиздат, 1979. – 256 с.

9. Ковалев А.П. Парогенераторы / А.П. Ковалев. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 376 с.

До главы 5

1. Ковалев А.П. Парогенераторы / А.П. Ковалев. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 376 с.

2. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций / Н.Г. Рассохин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 383 с.

3. Фраас А. Расчет и конструирование теплообменников / А. Фраас, М. Оцисик. – М. : Атомиздат, 1971. – 386 с.

4. Маргулова Т.Х. Расчет и проектирование парогенераторов атомных электростанций / Т.Х. Маргулова. – М. : Энергоиздат, 1982. – 192 с.

5. Будов В.М. Теплообменное оборудование АЭС / В.М. Будов, С.А. Замятин, Л.А. Зверева. – Горький : ГПИ, 1983. – 67 с.
6. Федоров Л.Ф. Парогенераторы атомных электростанций / Л.Ф. Федоров, В.Ф. Титов, Н.Г. Рассохин. – М. : Энергоатомиздат, 1992. – 412 с.
7. Крамеров А.Я. Вопросы конструирования ядерных реакторов / А.Я. Крамеров. – М. : Атомиздат, 1971. – 326 с.
8. Самойлов А.Г. Тепловыделяющие элементы ядерных реакторов / А.Г.Самойлов. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 224 с.
9. Герасимов В.В. Материалы ядерной техники / В.В. Герасимов, А.С. Монахов. – М. : Энергоиздат, 1982. – 288 с.
10. Будов В.М. Конструирование основного оборудования АЭС / В.М. Будов, В.А. Фарафонов. – М. : Энергоиздат, 1985. – 264 с.
11. Безсонов А.В. Основное оборудование атомных электростанций с реакторами ВВЭР / А.В. Безсонов, А.В. Зверева, В.А. Фарафонов. – Горький : ГТПИ, 1981. – 82 с.
12. Уайэтт Л.М. Материалы ядерных энергетических установок / Л.М. Уайэтт. – М. : Атомиздат, 1979. – 256 с.
13. Добротин Б.В. Технология котло- и парогенераторостроения / Б.В. Добротин, Я.В. Яценко. – Киев : Вища школа, 1984. – 231 с.
14. Широков С.В. Ядерные энергетические реакторы / С.В. Широков. – Киев : ННТУ «КПИ», 1997. – 279 с.
15. Ульянов Е.А. Коррозионностойкие стали и сплавы / Е.А. Ульянов. – М. : Металлургия, 1991. – 256 с.
16. Емельянов И.Я. Конструирование ядерных реакторов / И.Я. Емельянов, В.И. Михан, В.И. Солонин и др. – М. : Энергоиздат, 1982. – 398 с.
17. Ядерная энергетика / Н.А. Азаренков, Л.А. Булавин, И.И. Залобовский и др. – Харьков: ХНУ им. В.Н.Каразина, 2012. – 480 с.
18. Дементьев Б.А. Ядерные энергетические реакторы / Б.А. Дементьев. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 352 с.

До главы 6

1. Кириллов П.Л. Справочник по теплогидравлическим расчетам (ядерные реакторы, теплообменники, парогенераторы) / П.Л. Кириллов, Ю.Г. Юрьев, В.П. Бобков. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 358 с.
2. Клемин А.И. Теплогидравлический расчет и теплотехническая надежность ядерных реакторов / А.И. Клемин, Л.Н. Полянин, М.М. Стригулин. – М.: Атомиздат, 1980. – 261 с.
3. Бакластов А.М. Проектирование, монтаж и эксплуатация тепломассообменных установок / А.М. Бакластов, В.А. Горбенко, П.Г. Удыла. – М. : Энергоиздат, 1981. – 336 с.

4. Безсонов А.В. Основное оборудование атомных электростанций с реакторами ВВЭР / А.В. Безсонов, А.В. Зверева, В.А. Фарафонов. – Горький : ГТПИ, 1981. – 82 с.

5. Будов В.М. Основное оборудование атомных электростанций / В.М. Будов, А.В. Безсонов, В.А. Фарафонов. – Горький : ГПИ, 1979. – 72 с.

6. Будов В.М. Теплообменное оборудование АЭС / В.М. Будов, С.А. Замятин, Л.А. Зверева. – Горький : ГПИ, 1983. – 67 с.

7. Будов В.М. Конструирование основного оборудования АЭС / В.М. Будов, В.А. Фарафонов. – М. : Энергоиздат, 1985. – 264 с.

До главы 7

1. Будов В.М. Конструирование основного оборудования АЭС / В.М. Будов, В.А. Фарафонов. – М. : Энергоиздат, 1985. – 264 с.

2. Гирнис В.В. Монтаж оборудования парогенерирующих установок и реакторов АЭС / В.В. Гирнис, В.А. Федулов, Г.В. Филаткин. – М. : Энергоиздат, 1982. – 328 с.

3. Ковалев А.П. Парогенераторы / А.П. Ковалев. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 376 с.

4. Маргулова Т.Х. Расчет и проектирование парогенераторов атомных электростанций / Т.Х. Маргулова. – М. : Энергоиздат, 1982. – 192 с.

5. Андреев П.А. Оптимизация теплоэнергетического оборудования АЭС / П.А. Андреев, М.И. Гринман, Ю.В. Смолкин. – М. : Атомиздат, 1975. – 224 с.

6. Ратников Е.Ф. Монтаж оборудования АЭС / Е.Ф. Ратников. – Свердловск: УПИ, 1985. – 75 с.

7. Єфімов О.В. Конструкції, матеріали, процеси і розрахунки реакторів і парогенераторів АЕС [Текст] : навч. посіб. / О.В. Єфімов, М.М. Пилипенко. – Х. : НТУ «ХП», 2009. – 307 с.

До главы 8

1. Ковалев А.П. Парогенераторы / А.П. Ковалев. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 376 с.

2. Маргулова Т.Х. Расчет и проектирование парогенераторов атомных электростанций / Т.Х. Маргулова. – М. : Энергоиздат, 1982. – 192 с.

3. Меррей Р. Атомная энергетика / Р. Меррей. – М. : Энергия, 1979. – 280 с.

4. Ремжин Ю.Н. Основы компоновки и теплового расчета парогенераторов атомных электростанций / Ю.Н. Ремжин, В.А. Слабиков. – Ленинград : Изд-во ЛГУ, 1981. – 191 с.

5. Пилипенко Н.Н. Конструкционные материалы для элементов оборудования ядерно-энергетических установок / Н.Н. Пилипенко // Вісник Харків-

ського університету. Серія фізична «Ядра, частинки, поля». – 2009. – № 859. – С. 44–50.

6. Рассохин Н.Г. Парогенераторные установки атомных электростанций / Н.Г. Рассохин. – М. : Энергоатомиздат, 1987. – 383 с.

7. Уайэтт Л.М. Материалы ядерных энергетических установок / Л.М. Уайэтт. – М. : Атомиздат, 1979. – 256 с.

8. Будов В.М. Конструирование основного оборудования АЭС / В.М. Будов, В.А. Фарафонов. – М. : Энергоиздат, 1985. – 264 с.

9. Єфімов О.В. Конструкції, матеріали, процеси і розрахунки реакторів і парогенераторів АЕС [Текст] : навч. посіб. / О.В. Єфімов, М.М. Пилипенко. – Х. : НТУ «ХП», 2009. – 307 с.

До главы 9

1. Палагин А.А. Моделирование функционального состояния и диагностика турбоустановок / А.А. Палагин, А.В. Ефимов, Е.Д. Меньшикова. – Киев : Наук. думка, 1991. – 192 с.

2. Ефимов А.В. Разработка имитационной модели энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 для решения задач анализа, управления и диагностики / А.В. Ефимов, Т.В. Потанина // Энергетика: економіка, технології, екологія. – Київ: НТУУ “КПІ”, 2006. – №2 (19). – С. 84–91.

3. Товажнянський Л.Л. Методи і підходи до створення імітаційної моделі енергоблоку АЕС з ВВЕР-1000 для рішення завдань аналізу, діагностики і оптимального управління / Л.Л. Товажнянський, О.В. Єфімов, Т.В. Потаніна, Т.А. Гаркуша // Энергетика та ресурсозбереження. – Харків : НТУ «ХП». – 2007. – № 6. – С. 120–140.

4. Тепловые испытания головных образцов двух турбин типа К-750-65/3000 ПОАТ ХТЗ блока 1500 МВт ст. № 1 Игналинской АЭС: Отчет о НИР Южтехэнерго, № ГР 12745. – Львов, 1987. – 136 с.

5. Тепловые испытания турбоустановки К-1000-60/1500-2 ПОАТ ХТЗ и энергоблока 1000 МВт ст. № 1 Запорожской АЭС: Отчет о НИР Южтехэнерго, № ГР 12748. – Львов, 1987. – 140 с.

6. Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата К-300-240 ХТГЗ второй модификации: Отчет Министерства энергетики СССР. – Москва, 1976. – 26 с.

7. Монтгомери Д.К. Планирование эксперимента и анализ данных / Д.К. Монтгомери. – Л.: Судостроение, 1980. – 383 с.

8. Себер Дж. Линейный регрессионный анализ / Дж. Себер. – М. : Мир, 1980. – 456 с.

9. Джонсон Н. Статистика и планирование эксперимента в технике и науке / Н. Джонсон, Ф. Лион. – М. : Мир, 1981. – 516 с.

10. Севастьянов Б.А. Курс теории вероятностей и математической статистики / Б.А. Севастьянов. – М. : Наука, 1982. – 256 с.
11. Половко А.М. Основы теории надежности / А.М. Половко. – М. : Наука, 1964. – 448 с.
12. Острейковский В.А. Вероятностное прогнозирование работоспособности элементов ЯЭУ / В.А.Острейковский, Н.Л.Сальников. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 416 с.
13. Дружинин Г.В. Надежность автоматизированных производственных систем / Г.В. Дружинин. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 480 с.
14. Раскин Л.Г. Континуальное линейное программирование / Л.Г. Раскин, И.О. Кириченко. – Х. : Військ. ін-т ВВ МВС України, 2005. – 176 с.
15. Экспертные системы. Принцип работы и примеры / А. Брукинг, Джонс Р., Кокс Ф. и др. Под редакцией Форсайта Р. // М.: Радио и связь, 1987. – 547 с.
16. Зарицкий С.П. Диагностика газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / С.П. Зарицкий. – М. : Недра, 1987. – 198 с.
17. Ефимов А.В. Метод построения диагностических моделей оборудования энергоустановок / А.В. Ефимов, С.Л. Зевин, Адель Аль-Тувайни // Вестник НТУ “ХПИ”. – Харьков: НТУ “ХПИ”. – 2002. – Вып. 13. – С. 153–157.
18. Каневец Г.Е. Обобщенные методы расчета теплообменников / Г.Е. Каневец. – К. : Наук. думка, 1979. – 352 с.
19. Шкловер Г.Г. Исследование и расчет конденсационных устройств паровых турбин / Г.Г. Шкловер, О.О. Мильман. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 270 с.
20. Воеводин В.В. Матрицы и вычисления / В.В. Воеводин, Ю.А. Кузнецов. – М. : Главная редакция физико-математической литературы, 1984. – 320 с.
21. Демидович Б.П. Основы вычислительной математики / Б.П. Демидович, И.А. Марон. – М. : Наука. Гл. ред. физ-мат. лит., 1970. – 664 с.
22. Gardzilewicz A. The heat and flow diagnostic procedure leading to a steam turbine repair Plan / A. Gardzilewicz, A. Jefimow // Proc. 10th Conf. on Steam and Gas Turbines for Power and Cogeneration Plants. – Karlovy Vary (Czech. Rep.). – 1994. – P. 87–93.
23. Gardzilewicz A. Thermal Diagnostics of Thermal Cycle Components on an Example of a Regenerative Heat Exchanger Rep. / A. Gardzilewicz, A. Jefimow // IFFM-PAS 256/94 – Gdansk (in Polish). – 1994. – P. 34–40.
24. Gluch J. The analysis of performance of the turbine condenser with the prognosis of repair / J. Gluch, A. Gardzilewicz // Proc. of the International Joint Power Generation Conf. – Baltimore, Maryland (USA). – August 23-26, 1998. – V. 2. – P. 179–190.

25. Скалозубов В.И. Оптимизация плановых ремонтов энергоблоков атомных электростанций с ВВЭР / В.И. Скалозубов, Ю.Л. Коврижкин, В.Н. Колыханов и др. – Ин-т проблем безопасности АЭС, 2008. – 496 с.
26. Ефимов А.В. Анализ эффективности работы газотурбинных установок с усовершенствованной схемой впрыска водяного пара в камеру сгорания и паровым охлаждением газовой турбины / А.В. Ефимов, Т.А. Гаркуша, Т.А. Есипенко. – Харьков : НТУ „ХПИ”, 2008. – 69 с.
27. Potanina T. Problem of optimal load distribution between power units on the power stations / T. Potanina, A. Efimov // MOTROL – Lublin. – 2009. – Vol. 11A. – С. 25–30.
28. Tatiana Potanina. Symulacyjne modelowanie funkcjonowania energobloku elektrowni atomowej z reaktorem WWR-1000 / Tatiana Potanina, Aleksander Efimow // Nauka i studia. – 2009. – № 2 (14). – pp. 59-69.
29. Орлов А.И. Прикладная статистика / А.И. Орлов. – М. : Экзамен, 2004. – 656 с.
30. Ефимов А.В. Оценка эффективности тепловых схем энергоблоков по параметрам состояния и надежности оборудования / А.В. Ефимов, Т.А. Гаркуша // Інтегровані технології та енергозбереження. – Х.: НТУ «ХПІ». – 2006. – № 1. – С. 103–108.
31. Яшура А.И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования / А.И. Яшура. – Москва : Изд-во НЦ ЭНАС. – 2006. – 504 с.
32. Dudek G.: Ekonomiczny rozdział obciążeń z zastosowaniem algorytmów ewolucyjnych. Rozprawa doktorska. Tom 1. Czestochowa, 2002. 199 p.
33. Сахаров Н.А. Метод наивыгоднейшего распределения нагрузки между генераторами / Н.А.Сахаров // Электричество. – 1927. – № 5. – С. 167–168.
34. Hahn G.R.: Load Division by the Increment Method. Power, June 1931.
35. Stahl E.C.M.: Load Division in Interconnections. Electrical World, March 1, 1930.
36. Steinberg M.J., Smith T.H.: The Theory of Incremental Rates. Part I, Electrical Engineering, March 1934, Part II, Electrical Engineering, April 1934.
37. Аракелян Э.К. Методика выбора оптимальных параметров и режимов работы оборудования энергоблоков на частичных нагрузках / Э.К. Аракелян // Теплоэнергетика. – № 4. – 2002. – С. 57–60.
38. Ромашова О.Ю. Распределение нагрузок на ТЭЦ с поперечными связями с учетом потокораспределения воды: автореф. дис. на соискание науч. степени канд. техн. наук: спец. 05.14.14: «Тепловые электрические станции, их энергетические системы и агрегаты»/ О.Ю. Ромашова. – Томск, 2007. – 20 с.
39. Вошинин А.П. Оптимизация в условиях неопределенности / А.П. Вошинин, Г.Р. Сотиров. – МЭИ (СССР); «Техника» (НРБ), 1989. – 224 с.

40. Вентцель Е.С. Исследование операций: задачи, принципы, методология / Е.С. Вентцель. – М. : Наука, 1988. – 208 с.
41. Севастьянов П.В. Моделирование и оптимизация работы энергоагрегатов при интервальной неопределенности / П.В. Севастьянов, А.В. Венберг // «Энергетика»: Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. – 1998. – № 3. – С. 66–70.
42. Калмыков С.А. Методы интервального анализа / С.А. Калмыков, Ю.И. Шокин, З.Х. Юлдашев. – Новосибирск : Наука, 1986. – 223 с.
43. Севастьянов П.В. Оптимизация технико-экономических параметров работы энергоагрегатов при нечетких исходных данных / П.В. Севастьянов, А.В. Венберг // «Энергетика»: Изв. вузов и энергетических объединений СНГ. – 2000. – № 1. – С. 62–69.
44. Yager R. A foundation for theory of possibility // J / Of Cybernetics. – 1980. – Vol. 10. – № 1-3. – pp. 177–209.
45. Арончик Г.И. Математическое моделирование и оптимизация технико-экономических показателей региональной энергосистемы в условиях нечеткости исходной информации / Г.И. Арончик, В.П. Балтер, Б.З. Чертков // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия физико-математические науки. – 2002. – № 16. – С. 149–154.
46. Беллман Р. Динамическое программирование / Р. Беллман ; пер. с англ. М.И. Андреевой. – М. : Изд-во иностр. лит., 1960. – 400 с.
47. Вентцель Е.С. Элементы динамического программирования / Е.С. Вентцель. – М.: Наука. – 1964. – 176 с.
48. Кудрявый В.В. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ с учетом экологических ограничений / В.В. Кудрявый // Вестник МЭИ. – 1996. – № 1. – С. 37–40.
49. Аракелян Э.К. Оптимальное распределение нагрузки между параллельно работающими энергетическими блоками с учетом фактора надежности / Э.К. Аракелян, Нгуен Ван Мань, Нгуен Чонг Хунг // Вестник МЭИ. – 1997. – № 3. – С. 15–20.
50. Аракелян Э.К. Оптимизация работы теплоэлектроцентрали со сложным составом оборудования в условиях переменных графиков энергопотребления / Э.К. Аракелян, Д.Ю. Цыпулев // Вестник МЭИ. – 2007. – № 1. – С. 32–37.
51. Аракелян Э.К. Методика многокритериальной оптимизации покрытия суточных графиков электрической нагрузки с учетом реальных динамических характеристик оборудования ТЭС / Э.К. Аракелян, С.А. Минасян, Г.Э. Агабабян // Control-2005 : междунар. научн. конф., 4-6 окт. 2005 г., Москва : сбор. докладов. – М. : МЭИ, 2005. – С. 12–18.

52. Плетнев Г.П. Методы моделирования распределенных систем управления технологическими процессами энергоблоков ТЭС / Г.П. Плетнев // Теплоэнергетика. – 2001. – № 10. – С. 49–52.

53. Бартош Н.И. Экономический эффект от оптимизации распределения нагрузок между турбоагрегатами энергоблока с ВВЭР-440/ Н.И. Бартош, Д.М. Ивинская // ВТИ, 1990. – С. 192–195. – (Автоматическое управление мощностью ТЭС и АЭС) (Сб. науч. трудов / ВТИ).

54. Плетнев Г.П. Управление электрической нагрузкой энергоблоков ТЭС с учетом эксплуатационных ограничений / Г.П. Плетнев, Т.Е. Щедеркина // Изв. Вузов. Энергетика. – 1983. – № 5. – С. 55–60.

55. Информационные средства оптимизации распределения нагрузки на тепловой электростанции / А.В. Лапко, В.А. Лапко, Д.А. Ларько [и др.] // Проблемы информатизации региона: VIII Всерос. научн.-практ. конф., 28-29 окт. 2003 г., Красноярск: материалы конф. – Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2003. – Т. 1. – С. 114–116.

56. Пашенко А.В. Частные случаи оптимизации режимов работы ТЭЦ / А.В. Пашенко, Ю.Б. Попова // «Энергетика»: Известия ВУЗов и энергетических объединений СНГ. – 2001. – № 6. – С. 81–87.

57. Митьков Э.Д. Определение оптимального алгоритма управления группой котлов / Э.Д. Митьков, В.Б. Перепелицын, Р.А. Вдовцев // Промышленная энергетика. – 1987. – № 6. – С. 35–37.

58. Басс М.С. Методы оптимального распределения нагрузок между турбоагрегатами / М.С. Басс // Энергосбережение в городском хозяйстве, энергетике, промышленности: Четвертая Российская научн.-технич. конф., 24-25 апр. 2003 г., Ульяновск : материалы конф. – Ульяновск: УлГТУ, 2003. – С. 40–43.

59. Аминов Р.З. Градиентный метод распределения нагрузок на ТЭЦ / Р.З. Аминов. – Саратов: СПИ, 1982. – 59 с.

60. Аминов Р.З. Определения вектора-градиента при распределении нагрузок в структурно-сложной ТЭЦ (I часть) / Р.З. Аминов // Изв. ВУЗов. Энергетика. – 1990. – №4. – С. 65–70.

61. Аминов Р.З. Определения вектора-градиента при распределении нагрузок в структурно-сложной ТЭЦ (II часть) / Р.З. Аминов // Изв. ВУЗов. Энергетика. – 1990. – № 5. – С. 67–70.

62. Chen L. etc.: Surrogate Constraint Method for Optimal Power Flow. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 3, pp. 1084–1089, 1998.

63. Luh P., Zhang D., Tomastik R.: An Algorithm for Solving the Dual Problem of Hydrothermal Scheduling. IEEE Trans. on Power Systems, Vol. 13, No. 2, pp. 593–600, 1998.

64. Da Costa G., Costa C., De Souza A.: Comparative Studies of Optimization Methods for the Optimal Power Flow Problem. *Electric Power Systems Research*, 56, pp. 249–254, 2000.
65. Irisarri G. i in.: Economic Dispatch with Network and Ramping Constraints via Interior Point Methods. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 13, No. 1, pp. 236–242, 1998.
66. Wei H. i in.: An Interior Point Nonlinear Programming for Optimal Power Flow Problems with A Novel Data Structure. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, pp. 870–877, 1998.
67. Al-Agtash S., Su Renjeng.: Augmented Lagrangian Approach to Hydro-Thermal Scheduling. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 13, No. 4, pp. 1392–1400, 1998.
68. Wang C., Shahidehpour S.: Ramp-Rate Limits in Unit Commitment and Economic Dispatch Incorporating Rotor Fatigue Effect. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 9, No. 3, pp. 1539–1545, 1994.
69. Demartini G. etc.: Dual Programming Methods for Large-scale Thermal Generation Scheduling. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 13, No. 3, pp. 857–863, 1998.
70. Fan Y-J. Zhang L.: Real-Time Economic Dispatch with Line Flow and Emission Constraints Using Quadratic Programming. *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol. 13, No. 2, pp. 320–325, 1998.
71. Ongsakul W.: Real-time Economic Dispatch Using Merit Order Loading for Linear Decreasing and Staircase Incremental Cost Function. *Electric Power Systems Research*, 51, pp. 167–173, 1999.
72. Yalcinoz T., Cory B., Short M.: Hopfield Neural Network Approaches to Economic Dispatch Problem. *Electrical Power and Energy Systems*, 23, pp. 435–442, 2001.
73. Lee S., Kim Y.: An Enhanced Lagrangian Neural Network for the ELD Problems with Piecewise Quadratic Cost Function and Nonlinear Constraints. *Electric Power Systems Research*, 60, pp. 167–177, 2002.
74. Aravindhababu P., Nayar K.: Economic Dispatch Based on Optimal Lambda Using Radial Basis Function Network. *Electrical Power and Energy Systems*, 24, pp. 551–556, 2002.
75. Hota P., Chakrabarti R., Chattopadhyay P.: Economic Emission Load Dispatch Through an Interactive Fuzzy Satisfying Method. *Electric Power Systems Research*, 54, pp. 151–157, 2000.
76. Miranda V., Srinivasan D., Proenca L.: Evolutionary Computation in Power Systems. *Electrical Power and Energy Systems*, Vol. 20, No. 2, pp. 89–98, 1998.

77. Dudek G.: Algorytm genetyczny jako metoda optymalizacji doboru składu jednostek wytwórczych w systemie elektroenergetycznym. Materiały konferencyjne: „Algorytmy Ewolucyjne i Optymalizacja Globalna”, pp. 51–58, Łądek Zdrój 2000. Oficyna Wydawnicza Politechniki Warszawskiej, Warszawa 2000.

78. Shi L., Xu G.: Self-Adaptive Evolutionary Programming and Its Applications to Multi-Objective Optimal Operation of Power Systems. Electric Power Systems Research, 57, pp. 181–187, 2001.

До главы 10

1. Палагин А.А. Моделирование функционального состояния и диагностика турбоустановок / А.А. Палагин, А.В. Ефимов, Е.Д. Меньшикова. – Киев : Наук. думка, 1991. – 192 с.

2. Кельтон В. Девид. Имитационное моделирование. Классика CS / В. Девид Кельтон, Аверилл М. Лоу ; пер. с англ. П.А. Монахова. – С-Пб. : Питер; К. : Изд. группа ВНР, 2004. – 847 с.

3. Zeigler B.B. Theory of Modeling and Simulation / B.B. Zeigler, H. Praehofer, T. G. Kim. – Academic Press, 2000. – 510 p.

4. Дуэль М.А. Концептуальные основы построения интегрированной АСУ электростанций / М.А. Дуэль // Энергетика та електрифікація. – 2007. – № 8. – С. 16–24.

5. Плетнев Г.П. Методы моделирования распределенных систем управления технологическими процессами энергоблоков ТЭС / Г.П. Плетнев // Теплоэнергетика. – 2001. – № 10. – С. 49–52.

6. Палагин А.А. Имитационный эксперимент на математических моделях турбоустановок / А.А. Палагин, А.В. Ефимов. – К. : Наук. думка, 1986. – 130 с.

7. Палагин А.А. Автоматизация проектирования тепловых схем турбоустановок / А.А. Палагин. – К. : Наук. думка, 1983. – 160 с.

8. Бойко А.В. Аэродинамика проточной части паровых и газовых турбин: расчеты, исследования, оптимизация, проектирование / А.В. Бойко, А.В. Гаркуша. – Х. : ХГПУ, 1999. – 360 с.

9. Аркадьев Б.А. Режимы работы турбоустановок АЭС / А.Б. Аркадьев. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 264 с.

10. Баскаков В.Е. Алгоритм эксплуатации энергоблока с ВВЭР в поддержании суточного баланса мощности энергосистемы / В.Е. Баскаков, М.В. Максимов, О.В. Маслов // Тр. Одес. политехн. ун-та. – 2007. – Вып. 2 (28). – С. 56–59.

11. Максимов М.В. Метод оценки эффективности алгоритма маневра мощностью энергоблока с реактором типа ВВЭР / М.В. Максимов,

С.Н. Пелых, В.Е. Баскаков, О.В. Маслов // Известия вузов. Ядерная энергетика. – 2008. – № 4. – С. 128–139.

12. Пелых С.Н. Комплексный критерий эффективности алгоритма маневрирования мощностью РУ с ВВЭР-1000 в переменном режиме / С.Н. Пелых, В.Е. Баскаков, Т.В. Цисельская // Тр. Одес. политехн. ун-та. – 2009. – Вып. 2 (32). – С. 53–58.

13. Тепловые испытания турбоустановки К-1000-60/1500-2 ПОАТ ХТЗ и энергоблока 1000 МВт ст. № 1 Запорожской АЭС: Отчет о НИР Южтехэнерго, № ГР 12748. – Львов, 1987. – 140 с.

До главы 11

1. Палагин А.А. Моделирование функционального состояния и диагностика турбоустановок / А.А. Палагин, А.В. Ефимов, Е.Д. Меньшикова. – Киев : Наук. думка, 1991. – 192 с.

2. Ефимов А.В. Разработка имитационной модели энергоблока АЭС с ВВЭР-1000 для решения задач анализа, управления и диагностики / А.В. Ефимов, Т.В. Потанина // Энергетика: економіка, технології, екологія. – Київ: НТУУ “КПІ”, 2006. – №2 (19). – С. 84–91.

3. ТОВАЖНЯНСЬКИЙ Л.Л. Методи і підходи до створення імітаційної моделі енергоблоку АЕС з ВВЕР-1000 для рішення завдань аналізу, діагностики і оптимального управління / Л.Л. ТОВАЖНЯНСЬКИЙ, О.В. ЄФІМОВ, Т.В. ПОТАНІНА, Т.А. ГАРКУША // Енергетика та ресурсозбереження – Харків : НТУ «ХПІ». – 2007. – № 6. – С. 120–140.

4. Тепловые испытания головных образцов двух турбин типа К-750-65/3000 ПОАТ ХТЗ блока 1500 МВт ст. № 1 Игналинской АЭС: Отчет о НИР Южтехэнерго, № ГР 12745. – Львов, 1987. – 136 с.

5. Тепловые испытания турбоустановки К-1000-60/1500-2 ПОАТ ХТЗ и энергоблока 1000 МВт ст. № 1 Запорожской АЭС: Отчет о НИР Южтехэнерго, № ГР 12748. – Львов, 1987. – 140 с.

6. Типовая энергетическая характеристика турбоагрегата К-300-240 ХТГЗ второй модификации: Отчет Министерства энергетики СССР. – Москва, 1976. – 26 с.

7. Разработка и применение интегральных энергетических характеристик турбоустановок АЭС / А.А. Палагин, А.В. Ефимов, Е.Д. Меньшикова [и др.] // Проблемы машиностроения. – 1987. – Вып. 28. – С. 80–86.

8. Палагин А.А. Исследование влияния работы теплофикационной установки на основные показатели энергоблоков АЭС / А.А. Палагин, А.В. Ефимов, Е.Д. Меньшикова // Межвузовский научный сборник: «Повы-

шение эффективности атомных электростанций в перспективных энергосистемах». – Саратов, 1987. – С. 42–45.

9. Пути повышения надежности парогенераторов на энергоблоках АЭС с реактором ВВЭР / В.И. Бараненко, С.Г. Олейник, Г.Н. Филимонов [и др.] // Теплоэнергетика. – 2005. – № 12. – С. 23–29.

10. Алгоритмізація та програмування розрахунку горизонтального парогенератора для імітаційної моделі енергоблоку АЕС з ВВЕР-1000 / Т.В. Потаніна, О.В. Єфімов, О.Д. Меншикова [та ін.] // Вісник Національного університету «Львівська політехніка» «Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація». – Львів : НУ «Львівська політехніка». – 2006. – № 561. – С. 3–7.

11. Хартман К. Планирование эксперимента в исследованиях технологических процессов / К. Хартман, Э. Лецкий, В. Шиффер ; пер. с нем. Г.А. Фомина, Н. С. Лецкой. – М. : Мир, 1977. – 447 с.

12. Anderson T.W. Asymptotic theory of certain goodness of fit criteria based stochastic processes / Anderson T.W., Darling D.A. // *An of Mathematical Statistics*. – № 23. – 1952. – pp. 193–212.

13. Адлер Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский. – М. : Наука, 1976. – 279 с.

До глави 12

1. Potanina T. Problem of optimal load distribution between power units on the power stations / T. Potanina, A. Efimov // *MOTROL – Lublin*. – 2009. – Vol. 11A. – С. 25–30.

2. Tatiana Potanina. Symulacyjne modelowanie funkcjonowania energobloku elektrowni atomowej z reaktorem WWER-1000 / Tatiana Potanina, Aleksander Efimow // *Nauka i studia*. – 2009. – № 2 (14). – pp. 59–69.

3. Алгоритмізація та програмування розрахунку горизонтального парогенератора для імітаційної моделі енергоблоку АЕС з ВВЕР-1000 / Т.В. Потаніна, О.В. Єфімов, О.Д. Меншикова [та ін.] // Вісник Національного університету «Львівська політехніка» «Теплоенергетика. Інженерія довкілля. Автоматизація». – Львів : НУ «Львівська політехніка». – 2006. – № 561. – С. 3–7.

4. Кудрявый В.В. Оптимизация режимов работы оборудования ТЭЦ с учетом экологических ограничений / В.В. Кудрявый // *Вестник МЭИ*. – 1996. – № 1. – С. 37–40.

5. Аракелян Э.К. Оптимальное распределение нагрузки между параллельно работающими энергетическими блоками с учетом фактора надежно-

сти / Э.К. Аракелян, Нгуен Ван Мань, Нгуен Чонг Хунг // Вестник МЭИ. – 1997. – № 3. – С. 15–20.

6. Мину М. Математическое программирование: Теория и алгоритмы / Мину М. ; пер. с фр. А. И. Штерна. – М. : Наука, 1990. – 485 с.

7. Rosen J.B. The Gradient Projection Method for Nonlinear Programming, Part I, Linear Constraints / Rosen J.B. // J. Soc. Indust. and Appl. Math., – 1960. – № 8. – pp. 181–217.

8. Хедли Дж. Нелинейное и динамическое программирование / Дж. Хедли ; пер. с англ. Ю.И. Волкова, А.Б. Горстко, А.А. Каплана [и др.]. – М. : Мир, 1967. – 506 с.

9. Соболь И.М. Выбор оптимальных параметров в задачах со многими критериями / И.М. Соболь, Р.Б. Статников. – М. : Наука, 1981. – 112 с.

10. Реклейтис Г. Оптимизация в технике / Реклейтис Г., Рейвиндран А., Рэгсдел К.; пер. с англ. В.Я. Алтаева, В.И. Моторина. – М. : Мир, 1986. – 349 с.

11. Применение метода проекции градиента для решения задачи оптимального распределения нагрузок между энергоблоками АЭС / А.В. Ефимов, Т.В. Потанина, И.С. Белов [и др.] // Інтегровані технології та енергозбереження. – Х. : НТУ «ХПІ». – 2008. – № 1. – С. 89–96.

12. Efimov A. Application of interval statistics methods for power station equipment diagnostics in conditions of initial data uncertainty / A. Efimov, T. Potanina // Motrol, Motorization and power industry in agriculture. Symferopol. – Lublin 2012. – Vol. 14, N 5. – pp. 49–52.

Наукове видання

ЄФІМОВ Олександр В'ячеславович
ПИЛИПЕНКО Микола Миколайович
ПОТАНІНА Тетяна Володимирівна
КАВЕРЦЕВ Валерій Леонідович
ГАРКУША Тетяна Анатоліївна

**РЕАКТОРИ І ПАРОГЕНЕРАТОРИ
ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС:
СХЕМИ, ПРОЦЕСИ, МАТЕРІАЛИ,
КОНСТРУКЦІЇ, МОДЕЛІ**

Монографія

Відповідальний за випуск проф. *О.В.Єфімов*
В авторській редакції

Підписано до друку 27.01.2017 р. Формат 70х100/16.

Папір офсетний. Друк цифровий.

Ум. друк. арк. 28,3 Облік.-вид. арк. 24,2

Тираж 50 прим. Зам. № 26

Видавець і виготовлювач: ТОВ "В справі"
м. Харків, вул. Жон Мироносиць (Раднаркомівська), 10, оф. 6
тел. +38 (057) 714-06-74, +38 (050) 976 -32-87
book@vdele.in.ua, <http://vdele.in.ua>